

NORGES HANDELSHØYSKOLE  
Bergen, 18.06.2007



# Rapportering og revisjon av olje- og gassreserver

*med  
utgangspunkt i Shell-skandalen 2004.*

**Olav Søvik Olsen**

**Veileder: Professor Aasmund Eilifsen**

**Utredning i fordypningsområdet: Økonomisk styring**

NORGES HANDELSHØYSKOLE

Denne utredningen er gjennomført som et ledd i masterstudiet i økonomisk-administrative fag ved Norges Handelshøyskole og godkjent som sådan. Godkjenningen innebærer ikke at høyskolen innestår for de metoder som er anvendt, de resultater som er fremkommet eller de konklusjoner som er trukket i arbeidet.

## **Sammendrag**

Denne utredningen starter med å presentere oljeselskapet Royal Dutch Shell og deretter tar den for seg Shell sin skandale i 2004 vedrørende rapportering av olje- og gassreserver. Det fokuseres her på hvordan toppledelsen til Shell håndterte situasjonen, samt hvilke rapporteringsregelverk som var gjeldende.

Etter dette tar utredningen for seg hvordan rapporteringen av olje- og gassreserver foregår og hvilke rammeverk for rapportering som er det beste i dag. Det kommer frem av denne innsikten at rammeverket til Society of Petroleum Engineers (SPE) er et av de mest brukte og anerkjente i oljebransjen, og det gis eksempler på hvordan estimering av olje- og gassreserver foregår etter dette rammeverket.

Til slutt i oppgaven presenteres det ulike moment som er viktige for en attestasjon/revisjon av et oljeselskaps olje- og gassreserver. Ved utarbeidelsen av disse momentene blir hovedsakelig ulike revisjonsstandarder, samt materiale utarbeidet av SPE benyttet.

# INNHALDSFORTEGNELSE

<b>SAMMENDRAG</b>	<b>2</b>
<b>INNHALDSFORTEGNELSE</b>	<b>3</b>
<b>ILLUSTRASJONER</b>	<b>5</b>
<b>FORKORTELSER</b>	<b>5</b>
<b>1.0 INNLEDNING</b>	<b>6</b>
1.1 VALG AV PROBLEMSTILLING	7
<b>2.0 SELSKAPET OG LITT HISTORIE</b>	<b>9</b>
2.1 ROYAL DUTCH SHELL	9
2.2 HISTORIE	10
2.2.1 Begynnelsen	11
2.2.2 En rekke uheldige hendelser	13
2.2.3 Allikevel et av verdens største og fremste oljeselskap	14
<b>3.0 SKANDALEN 2004</b>	<b>15</b>
3.1 HVA GJORDE LEDELSEN	16
3.2 OPPRYDDINGEN STARTER	17
3.2.1 Davis Polk & Wardwell (DP&W)	18
3.2.2 Intern krig	19
3.2.3 Ingen vei tilbake	21
3.2.4 De fire problemområdene	22
3.2.5 Intern kontroll	23
3.3 HVILKE REGLER GJALDT?	24
3.3.1 Rule 4-10	24
3.3.2 Hvor Shell brøt med Rule 4-10	26
<b>4.0 RAPPORTERING OG REVISJON</b>	<b>29</b>
4.1 REGLER FOR ESTIMERING AV OLJE- OG GASSRESERVER	30
4.1.1 Svakheter ved SEC sitt regelverk	30
4.1.2 Oslo Børs sirkulære nr. 2/2007	30
4.1.3 Society of Petroleum Engineers (SPE)	33
4.1.4 Norwegian Petroleum Directorate (NPD)	40
4.2 REVISJON AV OLJERESERVER	41
4.2.1 Hva er en revisjon av oljereserver?	42
4.2.2 Krav til revisor for olje- og gassreserver	43

4.2.3 Planlegging-----	44
4.2.4 Risiko for vesentlige feil-----	45
4.2.5 Håndtering av risiko-----	47
4.2.6 Dokumentasjon-----	52
4.2.7 Eksempel på rapportering av olje- og gassreserver-----	52
4.2.8 Oppsummering samt mulig fremgangsmåte-----	53
 <b>5.0 AVSLUTNING-----</b>	<b>56</b>
 <b>KILDER-----</b>	<b>58</b>
 <b>VEDLEGG 1 DEFINISJONER FRA RULE 4-10-----</b>	<b>61</b>
<b>VEDLEGG 2 FORKLARING PÅ TEKNISKE ORD OG UTTRYKK (SPE)-----</b>	<b>65</b>
<b>VEDLEGG 3 REN BERETNING FRA SPE-----</b>	<b>69</b>

## ILLUSTRASJONER

<b>Figur 2.1 Shells forretningsområder</b>	<b>s. 9</b>
<b>Figur 2.2 Sammenlignbare regnskapstall</b>	<b>s.10</b>
<b>Figur 2.3 Shells logo gjennom tidene</b>	<b>s.14</b>
<b>Figur 4.1 Typisk produksjonsmønster hos oljeproduserende selskaper</b>	<b>s.31</b>
<b>Figur 4.2 McKelvey box</b>	<b>s.32</b>
<b>Figur 4.3 Vesentlige forskjeller mellom SEC og SPE</b>	<b>s.33</b>
<b>Figur 4.4 SPE klassifiseringsrammeverk</b>	<b>s.34</b>
<b>Figur 4.5 Confidence factors</b>	<b>s.37</b>
<b>Figur 4.6 Portefølje effekt</b>	<b>s.38</b>
<b>Figur 4.7 Datamodell for ressursevaluering</b>	<b>s.40</b>
<b>Figur 4.8 NPD klassifiseringsrammeverk</b>	<b>s.41</b>
<b>Figur 4.9 Estimat som enheten hevdet var riktig</b>	<b>s.50</b>
<b>Figur 4.10 Estimat som revisor mente var riktig</b>	<b>s.50</b>
<b>Figur 4.11 Utdrag fra Statoils sikre olje- og gassreserver</b>	<b>s.52</b>

## FORKORTELSER

⇒ SPE	Society of Petroleum Engineers
⇒ RRR	Ratio of Reserves replacements
⇒ SEC	Securities and Exchange Commision
⇒ GAC	Group Audit Committee
⇒ O&P	Oljeleting & Produksjon
⇒ NPD	Norwegian Petroleum Directorate (Oljedirektoratet)
⇒ AAPG	American Association of Petroleum Geologists
⇒ WPC	World Petroleum Council
⇒ GRA	Group Reserves Auditor

## 1.0 INNLEDNING

Året er nå (i skrivende stund) 2007 og verden har de siste årene vært gjennom mange finansskandaler og konkurser. Eksempler er Enron, Parmalat, WorldCom og her i Norge: Finance Credit og Sponsorservice. 9. januar 2004 smalt det nok en bombe, denne gang i oljeverdenen. Shell kunngjorde da at sine olje- og gassreserver måtte reduseres med 3,9 milliarder fat, noe som betydde en reduksjon av selskapets reserver på ca 20 prosent. Shells aksjekurs falt med rundt 8 prosent over natten. Senere ble det også kjent at ytterligere 1,4 milliarder fat måtte nedskrives<sup>1</sup>. Alt dette pluss innrømmelser fra ledelsen om at de har løyet om reservene i flere år gjorde at hodene begynte å rulle. Analytikere og investorer var nå livredde for at dette kun var toppen av isfjellet. Med Enron skandalen friskt i minnet var det de som trodde at Shell ville komme til å bukke under.

Kravene om at nye reguleringer innen rapportering av oljereserver og også nye revisjonsstandarder for oljeestimer blusset også kraftig opp etter denne hendelsen. Hvordan oljeselskap estimerer oljereserver har vært et kontroversielt område med svært lite innsyn for utenforstående. Shells fiasko gjorde imidlertid at oljeindustriens lite synlige rapporteringspraksis ble satt i søkelyset<sup>2</sup>. Andre olje- og energigiganter som BP og El Paso varslet nye gjennomganger av sine reserver. Senere skal vi også se at oljeselskap som deler det samme oljefeltet rapporterer sine oljereserver som sikre med radikalt forskjellige tall. Det som har vært og fremdeles er det regelverket som de fleste oljeselskaper følger ved rapportering av olje- og gassreserver er utarbeidet av Securities and Exchange Commission (SEC). Alle oljeselskaper oppført på New York Stock Exchange (NYSE) har rapporteringsplikt etter dette regelverket. Disse reglene ble imidlertid introdusert i 1975 og fokuserer på "sikre reserver" og hva som skal til for å klassifisere estimer i denne klassen. SEC har riktignok gitt ut en del fortolkningsveiledninger gjennom tidene, men det er den originale versjonen fra 1975 som er gjeldende enda<sup>3</sup>. Mange ønsker at SEC regelverket moderniseres, eventuelt nye regelverk utarbeides og også at SEC skal kreve at uavhengige aktører gjennomgår reservene til oljeselskapene for å kunne gi betryggende sikkerhet om at de er korrekte. I nyere tid er det en organisasjon som har kommet et godt

---

<sup>1</sup> Cummins, I. & Beasant, J. : Shell Shock, The secrets and spin of an oil giant, Mainstream Publishing Company (Edinburgh) LTD, 2005.

<sup>2</sup> The Economist, 04.03.2004, side 68: Brought to book.

<sup>3</sup> Newman, P. & Burk, V. : Presenting the full picture. Oil and gas: reserves measurement and reporting in the 21st century, Deloitte Touche Tohmatsu, 2005.

stykke på vei innen standarder for estimering av olje- og gassreserver, The *Society of Petroleum Engineers (SPE)*. Peter J. Newman og Viktor A. Burk fra Deloitte skriver i artikkelen *Presenting the full picture, Oil & gas: reserves measurement and reporting in the 21st century* at regelverket til SPE bør generelt være gjeldende hos regulatorer (myndigheter) over hele verden. De mener dette regelverket er basert på fornuftige og trygge prinsipper som allerede er i bruk hos mange selskap og at det er tilstrekkelig detaljert slik at universell anvendelse kan gjennomføres på en fornuftig måte. En ren revisjonsstandard for estimering er enda ikke blitt utviklet og når en slik revisjon unntaksvis finner sted blir den hovedsakelig utført av eksperter innen olje- og gassreserver som benytter seg av allerede eksisterende revisjonsstandarder for regnskapsestimat. Mange oljeselskap legger ved informasjon om sine reserver i årsrapporter, men de står oppført som ureviderte (unauditet). Dette betyr at informasjonen her ikke omfattes av revisjonsberetningen.

## **1.1 Valg av problemstilling**

Bakgrunnen for denne oppgaven skyldes primært at min interesse for revisjon økte betydelig etter å ha gjennomført masterkurset BUS 426 Revisjon ved NHH. Jeg bestemte meg da for å finne et emne innenfor revisjon å skrive om og det var min veileder, professor Aasmund Eilifsen, som tipset meg om Shell-saken. Utfordringen var å finne en relevant og interessant problemstilling, og Shell-skandalen i 2004 ble valgt som utgangspunkt for masterutredningen.

Shell har vært ute i hardt vær mange ganger før 2004. Selskapet har vært preget av stygge miljøkatastrofer, sterke protester/aksjoner fra miljøorganisasjoner, tvilsomme håndteringer av utenlandske operasjoner (for eksempel oljeutvinninger i Nigeria) samt en meget spesiell styringsstruktur. Dette pluss skandalen i 2004 kan indikere en bedriftskultur der nøkkelpersoner oppmuntres til å tøyne grensene som settes av lovverk og reguleringer. Ved å gjennomgå litt av historien til Shell, kan en få en bedre forståelse for hvorfor en slik bedriftskultur kan ha utviklet seg.

I denne oppgaven vil jeg presentere viktige hendelser som har preget historien til Shell (inkludert skandalen 2004). Formålet med dette vil som sagt være å prøve å gi en forståelse

av corporate-governance strukturen i selskapet samt forklare hvordan nøkkelpersoner i ledelsen har operert ved håndteringen av ulike uheldige hendelser. Deretter ønsker jeg å belyse viktige regnskapsmessige problemstillinger med hensyn til hvordan en skal rapportere oljereserver. Analyse av de gjeldende regelverk for å finne eventuelle svakheter er viktig her samt å vise andre regelverk som er aktuelle ved estimering. Videre vil jeg ved hjelp av gjeldende revisjonsstandards innen regnskapsestimer, kommentarer fra Deloitte samt kommentarer fra SPE diskutere hva en revisjonsstandard for olje- og gassestimer bør inneholde.



**Gjennom mitt arbeid ønsker jeg å gi et bilde over Shells historie, samt skandalen 2004. Jeg vil presentere aktuelle estimeringsrammeverk og med utgangspunkt i disse gi en oversikt over hva de inneholder. Til slutt vil jeg trekke frem ulike momenter som bør inngå i en revisjonsstandard.**



## 2.0 SELSKAPET OG LITT HISTORIE

### 2.1 Royal Dutch Shell<sup>4</sup>

Royal Dutch Shell er et verdenskjent og multinasjonalt oljeselskap som består av mange energi- og petroleumskjemiske selsperka. Shell opererer i over 130 land og har rundt 108 000 ansatte på verdensbasis. Hvert fjerde sekund, hver dag, fylles det bensin fra Shell på 1200 kjøretøy og på flyplasser verden over fylles det flydrivstoff hvert tiende sekund fra Shell. Selskapet er oppført på børsene i Amsterdam, London og New York og hovedkvarteret ligger i The Hague i Nederland. Den største virksomhetsdelen til Shell er oljeleting og produksjon. Dette foregår i mer en 39 land og aktivitetene gjennomføres for det meste via joint ventures. De andre store forretningsområdene er gass- og strømforsyning, produksjon av andre oljeprodukter, kjemikalier og forskning og utvikling. Målet til Shell er å engasjere seg på en ansvarlig måte. De skal være effektive og lønnsomme innenfor oljeutvinning, oljeprodukter, gass, kjemikalier og andre forretningsområder. Videre skal de delta i søk og utvikling av nye energiresurser for å kunne møte de endrende kravene til forbrukere og verden sitt behov for energi. Shell har stor tro på at olje og gass vil ha en sentral plass i verden sitt energibehov i flere tiår fremover. Kjerneverdiene til selskapet er ærlighet, integritet og respekt for mennesker og dette skal stå sentralt i alle aktiviteter som selskapet foretar seg.



Figur 2.1 Shells forretningsområder (www.shell.com)

Under følger noen regnskapstall for Shell for å illustrere deres økonomiske situasjon. I tillegg har jeg tatt med tilsvarende tall for Exxon, Hydro og Statoil for å kunne sammenligne. Når en ser på tallene til Shell og Exxon så skjønner en raskt at dette er store

<sup>4</sup> www.Shell.com

selskap med godt over 300 milliarder dollar i inntekter. Hydro og Statoil blir små i forhold. Vi ser også at samtlige selskaper har hatt fremgang i inntekter og resultat fra 2005 til 2006 og at Shell ikke skiller seg ut ved å være dårligere enn de andre og det kan synes at skandalen 2004 ikke har skadet selskapet, i alle fall ikke den økonomiske situasjonen.

	SHELL (millioner US Dollar)			Exxon (millioner US Dollar)		
	2006	2005	Endring	2006	2005	Endring
<b>Inntekt</b>	318 845	306 731	3,95 %	365 467	358 955	1,81 %
<b>Driftsresultat</b>	55 856	54 109	3,23 %	39 500	36 130	9,33 %
<b>Balanse</b>	235 276	219 516	7,18 %	219 015	208 335	5,13 %
<b>Ek-prosent</b>	48,90 %	44,60 %		51,98 %	53,37 %	

	Hydro (millioner US Dollar)			Statoil (millioner US Dollar)		
	2006	2005	Endring	2006	2005	Endring
<b>Inntekt</b>	31 372	25 298	14,60 %	67 971	57 236	9,75 %
<b>Driftsresultat</b>	8 349	6 831	12,95 %	6 493	4 540	32,17 %
<b>Balanse</b>	37 408	33 566	2,99 %	50 434	42 693	9,17 %
<b>Ek-prosent</b>	41,24 %	42,03 %		38,75 %	36,90 %	

Figur 2.2 Sammenlignbare regnskapstall (www.shell.com , www.exxon.com, www.hydro.no , www.statoil.no ), MERK: Tallene for Hydro og Statoil er omregnet ved valutakurser fra Norges Bank sine hjemmesider. For 30.12.2005 og 29.12.2006 var kursene henholdsvis 6,7687 og 6,2551.

## 2.2 Historie

Shell har en turbulent historie å se tilbake på. Jeg synes det er interessant å se hvordan selskapet ble startet og hvordan det har blitt drevet gjennom tidene. Enkelte episoder som har gått hardt utover Shells omdømme har jeg også tatt med. I tillegg har jeg skrevet litt om den datids unike markedsføring som har løftet Shell til å bli så stort som det er. I tillegg må det nevnes at Shell ikke er alene i oljebransjen om å ha en turbulent historie. Det å drive oljevirksomhet i det omfang som Shell gjør, innebærer stor eksponering fra blant annet media, miljøorganisasjoner og myndigheter. Oljeselskap er alltid utsatt for miljømessige risikoer vedrørende potensial for skade på luft, vann, jord, planteliv, dyreliv og mennesker som følge av virksomheten<sup>5</sup>. Jeg vil derfor presisere at Shell ikke nødvendigvis er verre enn andre oljeselskap. For eksempel gir frasen "*crimes of oil companys*" over 3 millioner treff på Google.com. Jeg kan også nevne boken *Corporate Social Responsibility Failures in the Oil Industry*, Baywood publishing company 2005, av Charles Woolfson og Matthias Beck som tar for seg ulike case fra skandalene i oljeindustrien.

<sup>5</sup> Eilifsen, Aa. & Messier, W. : Cases in Strategic-Systems Auditing, The Shell Group, Reporting on Sustainable Development, KPMG LLP, 2004.

Måten Shell har vært drevet på er imidlertid mer forskjellig fra de andre store oljeselskapene. Oljeanalytikere og interne Shell-personale har i årevis sagt at Shell var sårbar på reserver. I stedet for å utvinne olje selv, har Shell ønsket å transportere, raffinere og markedsføre olje som er kjøpt av andre oljeselskaper. Dette har gjort at Shell har fått et rykte på seg for å være sulten på råolje. I tillegg har Shell stått alene når andre oljegiganter har slått seg sammen slik som ExxonMobil og ChevronTexaco, Total med Elf og Fina og BP kjøpte opp Amoco, Arco og Burmah Castrol. Dette førte til at konkurrerende selskapet greide å kjøpe inn betydelige mengder nye reserver mens Shell ikke greide å holde følge<sup>6</sup>.

### 2.2.1 Begynnelsen<sup>7</sup>

Det hele begynte med butikkeier Marcus Samuel som i 1833 bestemte seg for å utvide virksomheten i London. Han solgte for det meste antikviteter, men valgte nå å satse mer på orientalske skjell som skulle brukes som designmateriale i interiør. Dette slo godt an og virksomheten vokste raskt, og



*Marcus Samuel junior.*

det er fra denne virksomheten Shells berømte logo stammer fra. Senere tok sønnene Marcus Samuel junior og Sam over forretningen og etter en reise til Japan rundt 1880 ble Marcus Samuel interessert i oljeeksport. Andre som drev med oljeeksport hadde et stort problem angående transporten. Enten måtte den foregå på land og dermed krevdes det enorme investeringer i jernbane. Det andre alternativet var sjøveien, men på den tiden ble oljen fraktet i oljefat og disse tok opp stor plass i skipene og rustet svært fort. Det var her Marcus gjorde det som ingen hadde tenkt på før, nemlig å bruke store dampskip for å frakte olje i bulkklaster og i tillegg bruke Suez kanalen. Dette betydde enorme kostnadsbesparelser og en revolusjon i oljetransport. Marcus og Sam kalte denne virksomheten for The Tank Syndicate, men endret det kort tid etter, i 1897, til the Shell Transport and Trading Company. Det gikk særs godt med selskapet og Marcus ble slått til ridder i 1898 og ble også borgermester i London. Svakheten til Marcus sitt selskap var avhengigheten til russiske produsenter og dette gjorde at han var nødt å lete andre steder etter olje. I Borneo kom han i kontakt med Royal Dutch Petroleum, et produksjonsselskap som ble startet i India av August Kessler. Det endte med at Royal Dutch Petroleum og Shell Transport and Trading Company slo seg sammen for å klare å stå imot presset fra

<sup>6</sup> Cummins, I. & Beasant, J. : Shell Shock, The secrets and spin of an oil giant, Mainstream Publishing Company (Edinburgh) LTD, 2005.

<sup>7</sup> [www.Shell.com](http://www.Shell.com)

Standard Oil som klart var den største konkurrenten. I 1907 ble den fulle sammenslåingen et faktum, og det spesielle var at det skulle være to holdingselskaper. Royal Dutch med hovedkontor i The Hague skulle få 60 % av inntektene, mens Shell Transport med hovedkontor i London skulle få 40 %. Likevel skulle alt drives som ett selskap og slik ble det også gjort helt frem til 2005. Den som ble ansatt som administrerende direktør var den som raskt ble yndlingen til aksjonærene, nemlig sir Henri Deterding. Det tok ikke lang tid for Deterding å frembringe resultater. Like etter sammenslåingen i 1907 greide Deterding å innløse all gjeld på til sammen 1 million pund. For første gang i historien var Shell totalt gjeldfri. I tillegg begynte aksjeutbytterne, som ble beregnet ved en prosentsats av aksjekurs, å øke betraktelig. Før Deterding tok over var utbytteprosenten på ca 1 %. I 1907 ble den 15 % og forble høy til utbruddet av andre verdenskrig. I 1914 og 1915 var den oppe i hele 35 %<sup>8</sup>.



Sir Henri Deterding

Mye er skrevet om lederstilen til Deterding og hans bakgrunn, men det som aller mest har vært gjenstand for diskusjon i senere tid er Deterding sitt politiske syn. Han var nemlig sterk tilhenger av fascismen og nazismen og støttet både Hitler og Mussolini økonomisk i 30-årene. Dette svertet naturligvis Shell som selskap og i 1936 da Deterding fylte 70 år ble han avskjedighet. Britiske myndigheter hadde vært klare over situasjonen og var livredde for at tyskerne skulle få full kontroll over mektige Shell. Henri Deterding døde i februar 1939 og i begravelsen dukket det opp en nazifunksjonær av høy grad med begravelseskrans fra selveste Gøring og Hitler. På kransen stod det *"the great friend of the Germans"*. En liten kuriositet var at den 29. april 1945 da Hitler sendte sine siste desperate meldinger fra bunkeren der han krevde at field marshal Keitel måtte utføre et mirakel og berge situasjonen, så gikk den beskjeden til avdøde Henri Deterding sitt hus ved den baltiske kysten. Der oppholdt nemlig den siste tyske militærkommandanten Keitel seg. For Shell sin del så ble de den største leverandøren til de allierte sitt krigsapparat og satt hele krigen i petroleumsstyret til den britiske regjeringen<sup>9</sup>.

<sup>8</sup> Cummins, I. & Beasant, J. : Shell Shock, The secrets and spin of an oil giant, Mainstream Publishing Company (Edinburgh) LTD, 2005.

<sup>9</sup> Cummins, I. & Beasant, J. : Shell Shock, The secrets and spin of an oil giant, Mainstream Publishing Company (Edinburgh) LTD, 2005.

### 2.2.2 En rekke uheldige hendelser

I etterkrigstiden var Shell innblandet i flere ulike politiske og miljømessige stridigheter. Disse er svært mange og jeg velger ikke å bruke mye plass på alle, men jeg kan nevne England og Frankrikes fadese for å sikre kontrollen over Suez-kanalen på 50-tallet, prissamarbeid mellom Shell og konkurrenter på 70-tallet, krav på 80-tallet om at Shell måtte avslutte sin virksomhet i u-land der befolkningen visstnok omkom som et resultat av Shells tilstedeværelse og miljøvernere på 90-tallet som motsatte seg at Shell ville senke en av sine oljeplattformer i Nordsjøen. Sistnevne sak endte med at Shell tok avstand fra senkningen og fremla konkrete planer om sikker destruksjon av plattformen. Dette førte til at Greenpeace ble tvunget til å utstede en unnskyldning. I tillegg til alt dette hadde Shell havnet i en negativ situasjon i Nigeria. I Ogoniland der Shell opererte, bodde det ca 7 millioner mennesker. De mente at de ble nektet en rimelig andel av oljeinntektene som staten innkasserte, og mannen som ble verdenskjent som talsmann for ogonifolket var Ken Saro-Wiwa. Han bidro til at Shell ble beskyldt for å samarbeide hemmelig med de korrupte myndighetene. Shell ble også beskyldt for plyndring og ødeleggelse av miljøet og dette fikk enorm mediepublisitet da Saro-Wiwa ble dømt til døden av myndighetene i Nigeria. 10.november 1995 ble Saro-Wiwa og åtte andre hengt for deres aktiviteter mot myndighetene og dette førte til protester fra hele verden som fordømte den nigerianske regjeringen. Shell avviste beskyldningene om samarbeid med myndighetene, men likevel ble mange av deres fasiliteter utsatt for sabotasje og flere sammenbrudd. Internasjonalt ble Shell kritisert for å ikke gå mer aktivt inn for å stoppe henrettelsen og flere organisasjoner ønsket at Shell skulle trekke seg ut av Nigeria mens andre ville de skulle prøve å tvinge myndighetene til å ta bedre hensyn til menneskerettighetene<sup>10 11</sup>. For meg kan det synes at Shell ble stående på sidelinja og lot hendelsene gå sin gang uten å foreta seg noe konkret. Shell hadde jo muligheten til å "stenge kranene" og derigjennom legge press på myndighetene, men dette skjedde ikke. For å møte beskyldningene tilbød Shell seg å rydde opp oljesølet i Ogoniland og gi økonomisk støtte ulike samfunnsprosjekt. Jeg vil også til slutt gjengi følgende pressemelding fra Shells direktør for aktiviteter i Nigeria, Brian Anderson: *"We totally reject accusation of devastating Ogoniland or the Niger Delta. This has been dramatised out of all proportion."* I nyere tid har det også vært uroligheter i

---

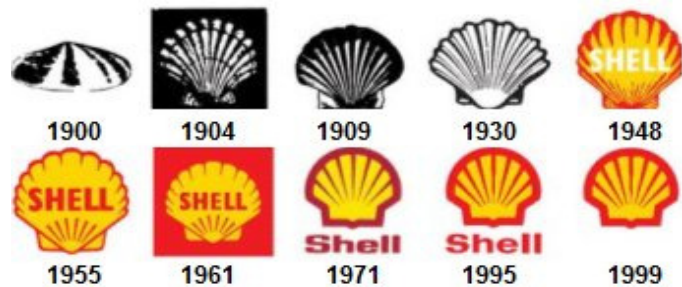
<sup>10</sup> Cummins, I. & Beasant, J. : Shell Shock, The secrets and spin of an oil giant, Mainstream Publishing Company (Edinburgh) LTD, 2005.

<sup>11</sup> Eilifsen, Aa. & Messier, W. : Cases in Strategic-Systems Auditing, The Shell Group, Reporting on Sustainable Development, KPMG LLP, 2004.

Nigeria som Shell har vært innblandet i. I mars 2003, rett før krigen i Irak startet, varslet den nigerianske hær at de var nødt til å stanse opptøyer i Delta regionen som Shell opererte i. Der ble 13 personer skutt og drept i opptøyene. Nigerias finansminister Nedadi Usman sa i 2004 i magasinet *New Internationalist* at "If we hadn't discovered oil, we would be better off today."<sup>12</sup>

### 2.2.3 Allikevel et av verdens største og fremste oljeselskap

Med bakgrunn i det globale energibehovet til verden, dyktig markedsføring og til tross en rekke uheldige hendelser, har Shell skapt et solid selskap med en verdenskjent logo. Shell finansierte



Figur 2.3 Shells logo gjennom tidene (www.shell.com)

i 1934 poeten John Betjeman som skrev verket *A Shell Guide to Cornwall*, et verk som tok utgangspunkt i den grønne naturen. Det var akkurat dette med det grønne som Shell satset på. I tillegg ble slagordet "You can be sure of Shell" skapt for at forbrukerne skulle være lojale mot selskapet. Shell var også en pioner innenfor sponsorvirksomhet til sportsarrangement, og da spesielt innenfor motorsport. Hele strategien gikk ut på å skape en grønn, komfortabel og sikker verden der produktene var rene og grønne (green and clean). Shells produkter ble også assosiert med den spennende og sexy racingsporten. Til slutt vil jeg nevne Shells forskning og utvikling som mest av alle oljeselskap fokuserer på nye løsninger innenfor fornybar og ikke-forurensende teknologi<sup>13</sup>.

<sup>12</sup> Cummins, I. & Beasant, J. : Shell Shock, The secrets and spin of an oil giant, Mainstream Publishing Company (Edinburgh) LTD, 2005.

<sup>13</sup> Cummins, I. & Beasant, J. : Shell Shock, The secrets and spin of an oil giant, Mainstream Publishing Company (Edinburgh) LTD, 2005.

### 3.0 SKANDALEN 2004

9. januar 2004 fikk bankmenn, tradere og journalister en melding på sine monitorer. Shell annonserte at omkring 3.9 milliarder fat med såkalt sikre olje- og gassreserver skulle bli omklassifisert. Dette utgjorde omkring 20 % av Shells daværende totale oljereserver og bestod av 2,1 milliarder fat i Nigeria og Oman, 1,2 milliarder fat i Australia og 0,6 milliarder fat andre steder. Årsaken til denne nedskrivningen av oljeestimatene ble da vagt forklart med at under 4.kvartal 2003 ble det gjennomført interne kontroller som igjen gjorde at estimatene måtte endres<sup>14</sup>. Hva som faktisk var skjedd og hvorfor ble det ikke sagt noe om. Shell var i tillegg nøye med å påpeke at omklassifiseringen ikke skulle ha noen vesentlig effekt på selskapets finansielle posisjon. Det som nå ikke ville bli klassifisert som sikre reserver, ville mest sannsynlig bli det senere etter hvert som de ulike oljefeltene ble videre utviklet. Merk at jeg bruker betegnelsen ”omklassifisering” i stedet for ”nedjustering”. Som vi senere skal se, plasserer oljeselskap reserver i ulike klasser som ulike rammeverk har definert. Shell varslet at de skulle nedjustere sine sikre reserver som i praksis betyr at en fjerner noen reserver fra en klasse og flytter den til en annen, derav omklassifisering. Selv om Shell prøvde å berolige sine interessenter, så hindret det likevel ikke at aksjekursen falt med ca 8 % over natten. 3 milliarder pund sank selskapsverdien med, så det var ingen tvil om at en bombe var falt. Shells måltall for reserveerstatning eller ”ratio of reserve replacement” (RRR) var i perioden 1997-2002 på 111 %, noe som betyr at Shell kunne legge til 1,1 fat til reservene for hvert fat de solgte. Like etter omklassifiseringen var RRR på 63 %<sup>15</sup>. Sinne og frustrasjon spredde seg bland fondsinvestorer, energiministerer og aksjonærer. Sikre olje- og gassreserver er kritisk viktig for investorer da et oljeselskaps muligheter til å generere fremtidige inntekter avhenger av disse. Ian Cummings og John Beasant skrev i sin bok ”*Shell Shock*” fra 2005 om Shell skandalen: “*It was like discovering your mother moonlighting as a pole dancer.*”

---

<sup>14</sup> Rapport til SEC: Proved reserve recategorisation following internal review: No material effect on financial statements, sendt 9.januar 2004

<sup>15</sup> Cummins, I. & Beasant, J. : *Shell Shock*, The secrets and spin of an oil giant, Mainstream Publishing Company (Edinburgh) LTD, 2005

### 3.1 Hva gjorde ledelsen



Sir Philip Watts



Walter van de Vijver

De som virkelig ble utsatt for hardt vær var Sir Philip Watts (toppsjef) og Walter van de Vijver (sjef for oljeleting og produksjon). Da omklassifiseringen ble kunngjort, var nemlig ingen av Shells øverste ledelse til stede for å snakke med pressen. I stedet sendte de kun PR-personale som ikke var kompetente til å svare på de mest relevante spørsmålene. Watts forklarte sitt fravær med at dette kun var en teknisk justering og at hans tilstedeværelse ikke ville være gagnlig siden verken årsregnskapet og kvartalsregnskapet for 4.kvartal 2003 var ferdigstilt og at han pga dette ikke kunne gi kommentarer likevel. Senere da årsregnskapet 2003 ble lagt frem, unnskyldte Sir Philip Watts seg på denne måten: *"It was a mistake not to be there. I regret that and I am sorry that I was not there. That is an unqualified apology. I got it wrong. That is the reality that I have to face"*<sup>16</sup>. Denne unnskyldningen overrasket mange i oljebransjen. Sir Watts var nemlig kjent å fremtre som reservert, være kort i talen samt litt hånlig i finanskretser<sup>17</sup>. En toppsjef i et rivaliserende oljeselskap trodde at Watts strategi ville være få de dårlige nyhetene unna så fort som mulig og fortsette som før<sup>18</sup>. Både Watts og Vijver var overbevisst om at Shell ville komme ut av skandalen sterkere slik at aksjonærene over tid fremdeles skulle få økte verdier. Watts sa også at han hadde vurdert å si opp jobben, men valgte å fortsette. Ikke lenge etterpå, 3.mars, kom likevel beskjeden mange hadde ventet på. Shell annonserte at Sir Philip Watts og Walter van de Vijver måtte gå av med umiddelbar virkning. Ikke lenge etter på måtte finansdirektør Judy Boynton også gå. Den som skulle overta etter Watts var Jeroen van der Veer, den samme som sitter som toppsjef i dag. Det ble nå Veers oppgave å rydde opp og gjenopprette selskapets rykte og hans løsning innebar full og åpen granskning av omklassifiseringen. Senere skulle Shells styringsstruktur (corporate governance) endres betydelig, måten Shell hadde vært styrt på gjennom flere år skulle endres.

<sup>16</sup> Cummins, I. & Beasant, J. : Shell Shock, The secrets and spin of an oil giant, Mainstream Publishing Company (Edinburgh) LTD, 2005.

<sup>17</sup> The Economist, 31.01.2004, side 58: Face value. This time, sorry may not be enough.

<sup>18</sup> The Economist, 31.01.2004, side 58: Face value. This time, sorry may not be enough.



### 3.2 Oppryddingen starter

Veer fikk som forventet ikke en rolig start i sin nye jobb som toppsjef. Pressen hang nå over Shell som gribber og kom med utallige påstander og anklager. Bare 5 dager etter han startet i jobben skrev Wall Street Journal at Shells ledelse, inkludert Van der Veer, tidlig i 2002 visste om overvurderinger i oljeestimatene. Dette hadde avisen fått kjennskap til gjennom et internt Shell notat. Dagen etterpå kom New York Times med tilsvarende påstander, så Veer fikk hendene fulle med å forklare hvorfor ingenting ble gjort<sup>19</sup>. Shell opplevde mye negativ publisitet etter denne skandalen og mediene trakk frem flere dokumenter som indikerte at ledelsen i lang tid hadde visst om problemene med oljereservene. Nigeria saken som tidligere nevnt ble også trukket frem.

Shell som er børsnotert på New York Stock Exchange (NYSE) er pliktig som andre NYSE noterte oljeselskaper å følge Securities and Exchange Commission (SEC) sine retningslinjer. SEC er NYSE sitt eget kontrollorgan og har regler for hvordan olje- og gassreserver skal estimeres og de har også rapporteringsplikt for alle selskaper som følger deres retningslinjer. Rapporteringsplikt innebærer at



Jeroen van der Veer

informasjon som påvirker selskapets finansielle posisjon skal sendes til SEC. Dette kan være alt fra regnskapsrapporter, opsjoner til ledelsen, utskiftninger i toppledelsen og endring av organisasjonsstruktur<sup>20</sup>. Med andre ord er rapporteringsplikten til SEC meget omfattende og i tillegg offentliggjøres alle dokumenter på SEC sin hjemmeside. Veer gjorde det klart fra begynnelsen at Shell skulle legge seg flate og etterkomme alt det som SEC sin etterforskning ville kreve. Reglene til SEC har eksistert i flere år og Shell, som alle store oljeselskaper, har personale som er spesialister på reserveberegninger<sup>21</sup>. 5.februar 2004 kunngjorde Veer at Shells "Group audit committee (GAC)" skulle gjennomføre en uavhengig etterforskning av fakta og omstendigheter rundt omklassifiseringen. GAC engasjerte Davis Polk & Wardwell, et uavhengig konsultentselskap, for å gjennomføre etterforskningen og levere en rapport. Arbeidet ble også støttet av Shells eksterne revisorer, KPMG og PriceWaterhouseCoopers (PWC), da rapporten ville kartlegge og klargjøre ulike

<sup>19</sup> Cummins, I. & Beasant, J. : Shell Shock, The secrets and spin of an oil giant, Mainstream Publishing Company (Edinburgh) LTD, 2005.

<sup>20</sup> [www.sec.gov](http://www.sec.gov)

<sup>21</sup> Cummins, I. & Beasant, J. : Shell Shock, The secrets and spin of an oil giant, Mainstream Publishing Company (Edinburgh) LTD, 2005.

ansvarsforhold. Dette ville igjen være viktig for å vite hvem som eventuelt kunne stå ovenfor rettmessige søksmål. Forholdene som skulle studeres var toppledelsens rolle, samt selskapets egne interne retningslinjer for estimering av olje- og gassreserver. I tillegg skulle aktivitetene i fire geografiske områder etterforskes: Gorgon gassfeltet utenfor Australia, Brunei, Nigeria og Oman. Disse områdene stod for over 60 % av omklassifiseringen<sup>22</sup>.

### 3.2.1 Davis Polk & Wardwell (DP&W)<sup>23</sup>

Resultatet til DP&W ble en 463 siders rapport. Kun en oppsummering av rapporten samt et vedlegg med forslag om forebyggende tiltak har blitt offentliggjort. Noe som hadde vært særdeles relevant for denne oppgaven er vedlegg D i rapporten som tar for seg det arbeidet som ekstern og intern revisor utførte.

Forutsetningen var at Shell samarbeidet 100 % med etterforskningen og ga DP&W full tilgang til sine arkiv og sitt personell. DP&W gjennomførte omkring 130 intervjuer med over 90 vitner. Disse inkluderte toppledelsen, ingeniører og regnskapspersonell. Intervjuene ble ikke avholdt under ed, og DP&W var ikke i stand til å gjennomføre intervjuer med avgått personell. På grunn av relativt store geografiske forskjeller samt lite tid, ble også noen av intervjuene holdt over telefon. I tillegg til intervjuene gjennomgikk DP&W flere hundre tusen dokumenter fremskaffet fra papirkopier, elektroniske filer, møtejournaler og eposter. Det er viktig å påpeke at også mange dokumenter ikke ble gjennomgått på grunn av begrensede ressurser. Imidlertid mener DP&W at bevisene som ble funnet er mer enn nok tilfredsstillende. DP&W fant under gjennomgangen to urovekkende forhold som kunne få innvirkning på integriteten til dokumentene som skulle gjennomgås. For det første fikk Van de Vijver 2. desember 2003 ett notat fra finansdirektøren om at selskapet umiddelbart måtte endre sine estimater på olje og gass. Van de Vijver skrev tilbake at dette dokumentet skulle destrueres. Finansdirektøren sørget allikevel for at dokumentet ikke ble destruert, men det ga DP&W grunn til å tro at andre relevante dokument kunne ha blitt ødelagt.

For det andre ble kontorene til Oljeleting & Produksjonsavdelingen flyttet innad i The Hague fra mai 2003 til januar 2004. Dette var en del av et resultat som konsulentselskapet McKinsey & Company utredet for Shell på nittitallet. Shell skulle nemlig bli en "papirløs"

<sup>22</sup> Report of Davis Polk & Wardwell to The Shell Group Audit Committee, Executive Summary, 31.03.2004.

<sup>23</sup> Report of Davis Polk & Wardwell to The Shell Group Audit Committee, Executive Summary, 31.03.2004.

organisasjon. De nye kontorene var relativt ”trange” og mange dokumenter ble kastet, selv om de skulle bevares elektronisk. Det at viktige dokumenter også her ble ødelagt var også en mulighet.

### 3.2.2 Intern krig<sup>24</sup>

Det var i midten av 2001 at Sir Philip Watts tok over som toppsjef i Shell. Han var tidligere avdelingssjef for oljeleting og produksjon (O&P) som nå Walter van de Vijver tok over. Her hadde Watts hatt stor suksess og mange mente at det skyldtes Watts dyktighet i å imøtekomme og også overgå forventningene til RRR. Det tok ikke lang tid før Van de Vijver oppdaget at O&P ikke var i så god befatning som Watts tidligere hadde gitt inntrykk for. Van de Vijver mente at måten reservene var estimert på var aggressiv, forhastet og ikke i henhold til Shells egne retningslinjer for estimering og da også brudd med SEC sine regler.

11.februar 2002 ga Van de Vijver en skriftlig advarsel til Watts der han forklarte at så mye som 2,3 milliarder fat ikke var i henhold til SEC's retningslinjer. Dette var første gang at toppledelsen fikk vite at problemet var så alvorlig. Watts første respons var at dette skulle etterforskes videre og at en ny rapport skulle lages og presenteres for toppledelsen. Watts ga likevel streng beskjed til Van de Vijver om at RRR for en hver pris skulle holdes over 100 %. 22.juli 2002 ble den nye rapporten lagt frem, men den inneholdt ikke informasjon om at reservene ikke var i henhold til SEC. O&P's løsning var å takle overbookingen av oljereserver over tid. Håpet var at de feilaktige klassifiserte reservene skulle viskes ut ved at ulike prosjekter ble utviklet videre, lisenser utvidet og nye oljefelt oppdaget. På denne måten ville det over tid bli riktig å klassifisere reservene som sikre. Men utviklingen i Australia, Oman, Nigeria og Brunei gjorde forholdene for tøffe for at en slik strategi skulle lykkes.

2.september 2002 skrev Van de Vijver til toppledelsen, inkludert finansdirektør Judith Boynton, hvor vanskelig dilemmaet var for O&P. Dårlig utvikling på prosjektporteføljen og dermed lav RRR var hovedsakelig problemet. Vijver sa også at skulle markedet fortsette å ”la seg lure” så måtte 1) selskapet fortsette å ha godt rykte, 2) prosjektporteføljen fornyes og 3) nøkkelindikatorer måtte vise positive trender. O&P slet

---

<sup>24</sup> Report of Davis Polk & Wardwell to The Shell Group Audit Committee, Executive Summary, 31.03.2004.

med alle disse kriteriene og Van de Vijver fryktet at det ville bli umulig å komme ut av denne negative spiralen. I oktober 2002 gjorde Watts det klart at deres strategi skulle opprettholdes og RRR skulle holdes over 100 % for enhver pris. Vijver svarte 22.oktober : *"I must admit that I become sick and tired about arguing about the hard facts and also cannot perform miracles given where we are today"*. Tilbake hos O&P ga Vijver de ansatte beskjed om det ikke kom til å bli gjort noe med de feilaktige oljeestimatene. O&P's oppgave var å gi klart uttrykk ovenfor eksterne interessenter at alt var i orden. Vijver sa også åpenlyst ovenfor sine ansatte at en slik plan aldri ville være nødvendig om Shells ledelse hadde vært ærlig og innrømmet tidligere feil.

Shells to mektigste menn var nå fullt klar over alvorret i situasjonen. Watts ga likevel klart uttrykk for at skuta skulle styres akkurat som før, og at det var Van de Vijver sin jobb å levere resultater. Van de Vijver ga klart uttrykk for sine problemer i kommunikasjonen mellom ledelsen, men gjorde heller ikke noe mer enn det. Han visste at det var galt ikke å gripe tak i problemene, men likevel ga han ordre til sin avdeling om å gjøre sitt ytterste for å bevare ryktet til selskapet.

Ved å reflektere litt over disse hendelsene blir man fort klar over hvor alvorlig det som Shells ledere, og da spesielt Sir Philip Watts, foretok seg. Det å gi direkte ordre om å dekke til reserveproblemet og holde RRR oppe for en hver pris er etter min mening klart å føre markedet bak lyset. Ledelsen klamret seg til håpet at hele situasjonen skulle ordne seg selv og ifølge innsidere i Shell hadde det bygget seg opp en "skyld på andre" kultur.

Diskusjonen mellom Watts og Van de Vijver fortsatte i en rekke e-poster og korte møter fremover uten at noe vesentlig skjedde. Det hele kulminerte i det kjente sitatet til Van de Vijver som mediene verden over trykket når det ble kjent. Van de Vijver skrev dette i en e-post til Watts etter at Watts skarpt kritiserte en rapport fra O&P. *"I am becoming sick and tired about lying about the extent of our reserves issues and the downward revisions that need to be done because of far too aggressive/optimistic bookings."* En annen situasjon som er verdt å ta med skjedde 2.desember 2003. Ansatte i O&P laget en rapport som tok for seg det juridiske aspektet angående oljeestimatene. Rapporten konkluderte med at minimum 2,3 milliarder fat var feil klassifisert, noe som utvilsomt i henhold til SEC sine regler var vesentlig for markedet. Dette kunne sees ut ifra *"Form 20-A"*, som er et skjema for oppstilling og rapportering av reserver i henhold til SEC. Poenget med rapporten var at

det nå ikke var tvil om at Shell var juridisk pliktig til å rapportere dette til SEC og deres mangler kunne i verste fall føre til fengselsstraff for involverte personer. Van de Vijver skrev dette til en av de som skrev rapporten: *"This is absolute dynamite, not at all what I expected and needs to be destroyed."* På grunn av interne retningsregler for dokumentoppbevaring ble ikke rapporten destruert.

### 3.2.3 Ingen vei tilbake

I løpet av desember 2003 ble det klart for toppledelsen at en ikke kunne komme utenom problemet med reservene ved å håpe på at det skulle ordne seg selv. En offentliggjøring av klassifiseringsproblemet var nå uunngåelig og innad i toppledelsen begynte arbeidet med å finne en måte å offentliggjøre dette på som ville gjøre minst mulig skade. Van de Vijver skrev i en e-post til en kollega at Shell var på vei mot en skandale som ville gjøre stor skade på selskapets rykte. Han ga da uttrykk for at han ønsket å fortelle at problemet med feilklassifisering ble skapt på nitti-tallet (primært 1997-2000). Han ville også at det skulle fokuseres på at problemene ikke ble skapt i hans tid som avdelingssjef i O&P. *"I will not accept cover-up stories that it was OK then but not OK with the better understanding of SEC rules now and that it took us 2 ½ years to come to the right answer."*<sup>25</sup>

9.januar 2004 kom altså kunngjøringen, men som kjent var der ingen fra toppledelsen til stede for å svare på spørsmål. Det skjedde ikke før 5.februar 2004 på en pressekonferanse der årsrapporten 2003 ble lagt frem. Van de Vijver ga da en forklaring på omklassifiseringen. Forklaringen gikk ut på at ledelsen i 2003 fikk presentert en analyse av oljefeltene i Nigeria og Oman. Resultatet fra disse analysene gjorde igjen at ledelsen bestemte seg for å gjennomgå Shells oljereserver over hele verden. Dette kom etterforskningen frem til at var en tvilsom forklaring etter å ha lest en epost fra Van de Vijver, sendt 8.desember 2003 til noen kollegaer. Der skrev Van de Vijver at alle i Shells toppledelse samt O&P visste om problemene i Nigeria og Oman mye tidligere.

Watts sine uttalelser på pressekonferansen var av den mer benektende sorten. Han mente klart at han ikke hadde gjort noe galt og at alle personer involvert i utarbeidelsen av oljeestimatene, arbeidet i god tro på at alle regelverk ble fulgt. Under følger noen sitater fra Watts på pressekonferansen: *"We've always believed - and I've always believed - that*

---

<sup>25</sup> Report of Davis Polk & Wardwell to The Shell Group Audit Committee, Executive Summary, 31.03.2004.

*Shell in aggregate was materially compliant with its own and the SEC guidelines, and we relied on audits and assurance processes.” .....”This thing came up late last year, catalytic events coming out about reviews in Nigeria, also the Middle east. As soon as that came to my attention, it was a matter of all hands on deck. And I remember writing down the words ‘get the facts and do the right thing’.”*<sup>26</sup>

### 3.2.4 De fire problemområdene<sup>27</sup>

Alle dialogene beskrevet ovenfor syner klart at både Watts og Vijver samt toppledelsen generelt var klar over problemet med feilaktige rapporterte sikre reserver. De gir imidlertid i mindre grad forklaring på hvorfor det skjedde. For å få forståelse for det, måtte etterforskningen studere nærmere de ulike geografiske områdene Australia, Nigeria, Oman og Brunei da mesteparten av omklassifiseringen gjaldt reserver fra disse områdene. Konklusjonen var at det ikke fantes noen entydig forklaring.

**Australia (Gorgon).** 31. desember 1997 ble 500 millioner fat klassifisert som sikre. Shells interne retningslinjer tillot på den tiden å klassifisere sikre reserver dersom det fantes forventning om at de snart ville bli tilgjengelige for markedet. For en kort periode var også dette ”løse” kriteriet oppfylt. SEC sitt kriterium *rimelig sikkerhet* var imidlertid ikke oppfylt da Shell ikke hadde inngått salgskontrakter om å selge olje fra Gorgonfeltet. Feltet var heller ikke ferdig utviklet og Shell hadde ingen konkrete investeringsplaner klare. Det finnes ingen skriftlige dokument som sier hvem som tok avgjørelsen om likevel å føre reservene som sikre.

**Oman.** Her ble sikre reserver økt i 2000 for at Shells forventninger fra såkalte ”mature fields” skulle stemme overens med tekniske rapporter. Etterforskningen viser derimot at arbeidet bak rapportene ikke var tilstrekkelig for å rettferdiggjøre økningen. Da produksjonen begynte å svikte, ble de allerede for høye reservene opprettholdt. Dette er det klart at ledelsen hos O&P var klar over.

**Nigeria.** Shell Petroleum Development Company (SPDC) akkumulerte store mengder med sikre reserver gjennom nittitallet. O&P ble tidlig i år 2000 klar over at disse mengdene ikke

---

<sup>26</sup> Report of Davis Polk & Wardwell to The Shell Group Audit Committee, Executive Summary, 31.03.2004.

<sup>27</sup> SEC kommentar, In the matter of Royal Dutch Petroleum Company and The ”Shell” Transport and Trading Co.,p.l.c., 24.august.2004.

kunne produseres slik som det var planlagt. I stedet for å nedjustere estimatene ble det lagt en plan om å utsette nedskrivningen slik at en i fremtiden med ytterligere nye tillegg av olje og gass kunne øke produksjonsraten slik at estimatene ville være korrekte. Produksjonen viste seg å aldri nå et slikt nivå.

**Brunei.** Det som var galt her har mye til felles med situasjonen i Australia der det er uoverensstemmelser mellom det som ble gjort og SEC's regelverk.

### 3.2.5 Intern kontroll

Alle feilklassifiseringer kunne ikke blitt gjennomført uten mangler i Shell sine interne kontroller. Shell hadde i lengre tid hatt egen intern reserve revisor (internal Group Reserves Auditor (GRA)). Med tanke på det store omfanget av Shells aktiviteter så synes det klart at en deltidsansatt var for lite. GRA var en gang hvert fjerde år ute i "felten" og reviderte. Han hadde ingen formell revisorutdanning og det ble ikke gitt noen instruksjoner om gjeldende regelverk. Forståelsen for viktigheten av uavhengighet var ikke tilstede. Av og til forsøkte GRA og bringe Shells sikre reserver i henhold til SEC's retningslinjer, men han hadde verken makt eller ressurser til å gjennomføre det. Interne dokument skrevet av GRA viser også at han ikke ville være for aggressiv for å gjennomføre de nødvendige endringer da han fryktet for sin egen stilling<sup>28</sup>.

Etter 9.januar 2004 ble Shells eksterne revisorer, KPMG og PriceWater-houseCoopers (PWC), også dratt inn i søkelyset. Primært var det aksjeeiere og investorer som varslet søksmål mot revisjonsselskapene da de hadde gitt rene beretninger til Shells regnskaper. DP&W sin rapport gransket revisjonsselskapene sitt arbeid, men som tidligere nevnt er lite av denne informasjonen tilgjengelig. En spesiell hendelse som det er verdt å trekke frem involverer en partner i KPMG som sendte et brev til en av Shells kontrollere der han ga full forsikring om at GRA sine kvalifikasjoner var utmerkede, samt at kravet om uavhengighet var oppfylt<sup>29</sup>.

---

<sup>28</sup> SEC kommentar, In the matter of Royal Dutch Petroleum Company and The "Shell" Transport and Trading Co.,p.l.c., 24.august.2004.

<sup>29</sup>Cummins, C.: Shell's Auditor had outside support; Faith in watchdog raises questions of how problems over reserves were missed, The Wall Street Journal, 01.11.2004.

### 3.3 Hvilke regler gjaldt?

Det som gjorde det mulig å feilrapportere alle reservene var mangler i Shells egne interne kontroller. I tillegg var Shells egne retningslinjer ikke hensiktsmessig designet til å rapportere etter SEC standard. Under ønsker jeg å belyse SEC sitt regelverk, samt forklare hvordan Shell sine retningslinjer brøt med førstnevnte.

#### 3.3.1 Rule 4-10

Rule 4-10 er regelverket/lovverket som alle NYSE noterte oljeproduserende virksomheter følger og som var gjeldende for Shell. Reglene er utarbeidet av SEC og ble vedtatt i 1975 av den amerikanske kongressen og det er det samme regelverket som gjelder i dag. En rekke fortolkningsveiledninger har riktignok blitt utgitt av SEC gjennom tidene. Rule 4-10 definerer leting etter råolje/naturgass, anskaffelse av rettigheter/lisenser for utforsking/produksjon og selve produksjonen som olje- og gassproduserende aktiviteter. De ulike klassifiseringer som rule 4-10 definerer blir kort gjennomgått nedenfor. I Vedlegg 1 finnes det et utdrag fra rule 4-10 der alle definisjoner er fullstendig gjengitt.

**Sikre olje- og gassreserver (Proved oil and gas reserves)** er estimerte kvantum av råolje, naturgass og flytende gass som geologiske og ingeniørmessige data viser med rimelig sikkerhet kan utvinnes i fremtiden fra kjente reservoar, og under eksisterende økonomiske og driftsmessige forhold, det vil si priser og kostnader på det tidspunkt estimatet blir laget<sup>30</sup>. Begrepet ”rimelig sikkerhet” impliserer at jo mer tekniske data som blir tilgjengelige, så vil også sannsynligheten for at flere reserver kan tas med som sikre (proved) bli større<sup>31</sup>. Med tekniske data trekker SEC frem nedgangsrater, RRR, reservoar begrensninger, gjenvinningsmekanismer og volumestimer. Er reservoaret under vurdering relativt nytt og lite data eksisterer, så skal en konservativ tilnærming brukes. Med ”økonomiske og driftsmessige forhold” menes produkt priser, operatør priser, operatør kostnader, produksjonsmetoder, gjenvinningsteknikker, transport og markedsføring, eierskap og rettigheter og lovmessige krav som alle er gjeldende ved utarbeidelse av estimatet<sup>32</sup>.

<sup>30</sup> Rule 4-10 Financial Accounting and Reporting for Oil and Gas Producing Activities Pursuant to the Federal Securities Laws and the Energy Policy and Conservation Act of 1975, definitions.

<sup>31</sup> SEC kommentar, In the matter of Royal Dutch Petroleum Company and The ”Shell” Transport and Trading Co.,p.l.c., 24.august.2004.

<sup>32</sup> CF Accounting Interpretation and Guidance, SEC, 31.03 2001.



Et reservoar defineres som en porøs og gjennomtrengelig underjordisk dannelse som inneholder naturlige forekomster av produserbar olje og/eller gass. Disse er igjen innesperret av ugjennomtrengelig stein eller vann barrierer og er individuelt atskiltbare fra andre reservoar. For at et reservoar kan bli vurdert som sikre olje- og gassreserver (proved) må økonomisk produksjonsevne være støttet av enten faktisk produksjon eller avgjørende formasjonstester. Det arealet av reservoaret som tas med som sikkert (proved) inkluderer den andel som er avgrenset av boring og gass-olje og/eller olje-vann kontakt. I tillegg kan en ta med de tilgrensede arealer som det ikke er boret i, men som rimelig bedømmes som produserbare på basis av tilgjengelig geologiske og ingeniørmessige data. Ved mangel på informasjon om væskekontakt (fluid contacts), så er det den laveste kjente forekomsten av hydrokarboner som kontrollerer den laveste sikre grensen til reservoaret. Med "fluid contacts" forstås konkrete vertikale grenser der olje møter vann, gass møter olje og gass møter vann. Dette gir ingeniørene kunnskap om hvordan fordelingen av ulike væsker med forskjellig tetthet ligger i reservoaret.

I tillegg kan reserver som kan produseres ved hjelp av forbedrede gjenvinningsteknikker bli klassifisert som sikre (proved). Dette avhenger av at en vellykket test av et pilotprosjekt eller at drift av et installert program i reservoaret gir støtte til de ingeniørmessige analyser som gjenvinningsteknikken er basert på.

Følgende er ikke sikre olje- og gassreserver: 1) Olje som kan bli tilgjengelig fra kjente reserver; 2) råolje, naturgass og flytende gass som det er tvilsomt vil bli utvinnet på grunn av usikkerhet til geologiske og økonomiske faktorer; 3) Olje som kan bli tilgjengelig fra ikke eksisterende prospekt; og 4) råolje, naturgass og flytende gass som kan bli utvinnet fra produksjon av kull, oljeleire og andre lignende produksjoner<sup>33</sup>.

Merk at det er selskapet sin plikt å påvise med rimelig sikkerhet at et marked eksisterer (markedseksistens) for de aktuelle reservene og at det foreligger økonomiske planer for å hente reservene opp, foredle og transportere de til markedet. Alternativt kan slike planer være klart gjennomførbare med en sannsynlighet for at de vil bli satt i drift i nær fremtid. Videre mener SEC at en viss forpliktelse av selskapet (prosjektforpliktelse) til å utvikle nødvendige fasiliteter for gjennomføre de økonomiske planene ovenfor er essensielt for å

---

<sup>33</sup> Rule 4-10 Financial Accounting and Reporting for Oil and Gas Producing Activities Pursuant to the Federal Securities Laws and the Energy Policy and Conservation Act of 1975, definitions.

kunne klassifisere reserver som sikre (proved). Det som normalt vil være en forsikring for at prosjektforpliktelse foreligger er signerte salgskontrakter, byggesøknader for fasiliteter, signerte aksepterte anbud, etablerte faste planer og tidtabeller, skriftlige godkjenninger for bruk av utgifter for å bygge fasiliteter, lånedokumenter osv<sup>34</sup>.

**Sikre utviklede olje- og gassreserver (Proved developed oil and gas reserves)** er forventet å bli utvinnet gjennom eksisterende brønner med eksisterende utstyr og produksjonsteknologi. Altså nåværende brønner og installasjoner som krever mindre investeringer slik at de vil gi sikre utviklede olje- og gassreserver.

**Sikre uutviklede reserver (Proved undeveloped reserves)** er forventet å bli utvinnet gjennom nye brønner på nye reservoar, eller fra eksisterende brønner der en vesentlig investering kreves.

### 3.3.2 Hvor Shell brøt med Rule 4-10

Shell har siden 70-tallet gitt sine ansatte opplæring i en rekke omfattende og detaljerte regler for estimering og rapportering av olje- og gassreserver. Det hersket imidlertid en oppfatning innad i selskapet om at deres egne retningslinjer var for gammeldags og konservative i forhold til konkurrerende selskaper. Med det mener jeg at Shell bokførte mindre av de sikre reservene i forhold til konkurrentene. Det førte i 1998 til en stor evaluering av Shells interne retningslinjer der en spesielt så på konsekvensene av å innføre en såkalt deterministisk estimeringsmetode i stedet for en sannsynlighetsmetode (probabilistic) som ble benyttet<sup>35</sup>. En deterministisk estimeringsmetode innebærer at estimatene er utarbeidet basert på kjente geologiske, ingeniørmessige og økonomiske data. Ved sannsynlighetsmetode blir oljereservene estimert ved å lage en rekke estimerer med tilhørende sannsynligheter ved å bruke kjente geologiske, ingeniørmessige og økonomiske data<sup>36</sup>. Evalueringen konkluderte med at deterministisk metode var best, da konkurrentene brukte den og at en sammenligning ville bli mye enklere. Shell bestemte seg for ikke å gjennomføre denne endringen. I stedet valgte de et system der sannsynlighetsmetoden skulle brukes på "ikke modne" oljefelt og deterministisk metode skulle brukes i "modne"

---

<sup>34</sup> CF Accounting Interpretation and Guidance, SEC, 31.03 2001.

<sup>35</sup> Report of Davis Polk & Wardwell to The Shell Group Audit Committee, Executive Summary, 31.03.2004.

<sup>36</sup> Petroleum Reserves and Resources Classification, Definitions, and Guidelines, SPE AAPG WPC SPEE, Draft for Industry Review, september 2006.

oljefelt. Dette førte til at sikre reserver økte med store volum. Hendelsen i Nigeria er et eksempel på dette<sup>37</sup>.

Før september 2003 krevde ikke Shells retningslinjer markedseksistens eller prosjektforpliktelse for å kunne føre reserver som sikre. Reservene fra Gorgon gassfeltet i Australia er et eksempel på dette der store mengder reserver ble opprettholdt som sikre.

Oljeboring krever ofte omfattende tillatelser og lisenser fra myndigheter. Retningslinjene til Shell tillot føring av sikre reserver uten tilstrekkelig forsikring om at tillatelser forelå. Resultatet var at Shell førte for mye sikre reserver uten at der etter rule 4-10 forelå tilstrekkelig sannsynlighet for at oljen kunne utvinnes i fremtiden da tillatelsene ikke var langsiktige og sikre nok. SEC sier blant annet at selv om slike tillatelser er gitt så betyr det ikke at det er nærliggende å forvente at de automatisk blir fornyet. Da må det foreligge fullstendige resultater som gir støtte for at tillatelser vil bli fornyet<sup>38</sup>.

Videre samstemte ikke Shells retningslinjer med rule 4-10 angående en rekke tekniske ingeniørmessige forhold med hensyn til hvilke måltall for trykkforhold, temperatur osv. Rapporteringsinstruksjoner fra energidepartementet i USA sitt skjema EIA-28 spesifiserer at ved rapportering av naturlige reserver skal et trykksmål på 14,73 psia og temperaturmål på 60 grader fahrenheit benyttes<sup>39</sup>. Disse målene støttes også av SEC. Trykksmål og type bergart avgjør hvor mye olje som kan hentes ut. Når olje utvinnes vil trykket avta samtidig som reservoaret trekker seg sammen. Jo mer reservoaret trekker seg sammen jo mer olje kan en få opp, og dette avhenger av type bergart (sand, solid stein, kalkstein osv).

Rule 4-10 krever i det store og det hele at reserver som ikke lenger tilfredsstiller kravene for å være ført som sikre reserver skal omklassifiseres. En slik regel hadde ikke Shell.

Shell feilet også i å vedlikeholde interne kontroller vedrørende estimeringen og rapporteringen av reserver, noe som da førte til at de ikke kunne gi betryggende sikkerhet for at de estimerte og rapporterte sine reserver nøyaktig og i henhold til gjeldende regler.

---

<sup>37</sup> SEC kommentar, In the matter of Royal Dutch Petroleum Company and The "Shell" Transport and Trading Co.,p.l.c., 24.august.2004.

<sup>38</sup> SEC kommentar, In the matter of Royal Dutch Petroleum Company and The "Shell" Transport and Trading Co.,p.l.c., 24.august.2004.

<sup>39</sup> Accounting Series Release 257 -Requirements For Financial Accounting And Reporting Practices For Oil And Gas Producing Activities, SEC.

Feilene oppstod fra utilstrekkelig opplæring av personell samt lite overvåkning. I tillegg var det klare mangler i den interne reserverevisjonen som nevnt tidligere.

Som en oppsummering kan vi si at Shells interne retningslinjer<sup>40</sup>

- uklarliggjorde forskjellen mellom reserverapportering for intern beslutningstaking og ekstern rapportering som SEC sine regler regulerer.
- ikke fullt ut aksepterte nye tolkninger fra SEC, og heller implementerte bare delvise løsninger.
- ikke oppmuntret til kontinuerlig gjennomgang av eksisterende regler og ignorerte behov for omklassifisering.
- ikke ga god nok veiledning til Shells personale samt ikke krevde at personale var godt nok kvalifisert.

---

<sup>40</sup> Report of Davis Polk & Wardwell to The Shell Group Audit Committee, Executive Summary, 31.03.2004.

## 4.0 RAPPORTERING OG REVISJON

Som nevnt tidligere økte Shell skandalen betydelig fokuset på hvordan oljeproduserende bedrifter estimerer sine olje- og gassreserver og hvordan revisjonen av disse reservene foregår. Eksterne revisorer trenger ikke skrive under på at et oljeselskaps estimerer er riktige da dette står som tilleggsopplysninger i finansregnskapet som blir levert inn til SEC. U.S. Accounting Rules krever derimot at revisoren skal kontrollere at et selskaps interne prosesser for å utføre estimeringen er tilfredsstillende<sup>41</sup>, men kun i den grad dette er nødvendig for revisjonen av finansregnskapet.

Hva er så årsaken til det at det ikke finnes noen internasjonale og anerkjente krav om estimering? Ingen kan vite nøyaktig hvor mye olje som eksisterer under jordas overflate og hvor mye det vil bli mulig å produsere i fremtiden. Olje- og gassreserver kan ikke måles nøyaktig og estimering involverer subjektivt skjønn. For at revisjon av slike estimerer skal kunne være mulig, må det for det første utvikles nye og klarere retningslinjer for estimering av olje- og gassreserver. Deretter må det også utvikles nye revisjonsstandarder for området. Verdien av et oljeselskap avhenger av dets muligheter til å generere fremtidige inntekter og et selskaps estimerer av reserver er viktig i den forbindelse. En revisjon av estimatene gjør at alle eksterne og interne interessenter til et oljeselskap vil få mer pålitelig informasjon. Det som mange derfor ønsker at SEC skal kreve, er at oljeselskaper skal la eksterne revisorer/petroleumsekspertene gå gjennom deres estimerer på olje- og gassreserver for så å utstede en uavhengig rapport. Dette vil derimot ikke være praktisk realiserbart eller ønskelig for SEC å gjøre før nye rammeverk av standarder og retningslinjer for uavhengig revisjon foreligger<sup>42</sup>. Dette er primært et ressurs spørsmål for SEC sitt vedkommende som er avhengig av økonomisk støtte fra myndighetene i USA.

Under ønsker jeg å belyse noen vesentlige svakheter til regelverket av SEC. Deretter vil jeg trekke frem de mest velutviklede retningsreglene for estimering av olje- og gassreserver. Til slutt ønsker jeg å prøve å gi en forklaring og skisse på hvordan et regelverk for revidering av oljereserver burde være.

---

<sup>41</sup> Cummins, C.: Shell's Auditor had outside support; Faith in watchdog raises questions of how problems over reserves were missed, The Wall Street Journal, 01.11.2004.

<sup>42</sup> Newman, P. & Burk, V. : Presenting the full picture. Oil and gas: reserves measurement and reporting in the 21st century, Deloitte Touche Tohmatsu, 2005.

## **4.1 Regler for estimering av olje- og gassreserver**

### **4.1.1 Svakheter ved SEC sitt regelverk**

For å illustrere vil jeg trekke frem et eksempel fra Ormen Lange feltet som flere oljeselskap har andeler i<sup>43</sup>. En studie viser at alle selskapene estimerer reservene ved ulike metoder selv om alle selskap har adgang på nøyaktig lik informasjon fra oljefeltet og alle følger SEC sine regler. Så hvorfor forskjellene? En viktig forklaring går på SEC og rule 4-10 sitt begrep "reasonable certainty", et uklart begrep som legger opp til mye egentolkning. En kan si at SEC sine regler har 3 store svakheter. For det første er reglene over 25 år og det har ikke blitt gjort betydelige forandringer, og særs viktig er det da at reglene ignorerer utvikling i teknologi. Det har for eksempel i nyere tid blitt utviklet nye avanserte datateknikker for å måle størrelsen på oljereservoarene, men SEC tillater derimot ikke å føre reserver målt etter disse nye teknikkene. De fokuserer i stedet mer på at planer for transport og kundegrunnlag må være etablert for at reservene kan føres som sikre. For det andre fokuserer SEC sine regler for mye på kortsiktige mål. Rule 4-10 sier blant annet at reserver kan føres som sikre når det er sannsynlig at de vil komme på markedet raskt, noe som i seg selv høres fornuftig ut. Det er imidlertid et snevert syn. Et relatert problem kan illustrere dette. SEC insisterer på at oljeselskaper revurderer reservene sin levedyktighet en gang i året etter nåværende oljepriser. Da oljeprisene kollapset i 1998 til ca 12 \$ per fat, ble oljeindustrien tvunget til å nedskrive rundt en milliard fat med olje fra sine reserver, det til tross for at disse fatene likevel ville komme til å entre markedet. Nå når oljeprisen er høy, er det naturlig å tro at flere oljeselskaper øker sine reserver betraktelig for så å fjerne de igjen dersom prisene faller. I stedet for å revurdere til alltid gjeldende oljepriser så ville kanskje et gjennomsnitt av oljepriser over flere år benyttes? For det tredje sier SEC sine regler alt for lite om kravene til ledelsen, samt personalet som faktisk skal gjennomføre estimeringen<sup>44</sup>.

### **4.1.2 Oslo Børs sirkulære nr. 2/2007<sup>45</sup>.**

I Oslo Børs sirkulære utgitt 25.januar 2007 ble det gitt en rekke forklaringer på ulike rammeverk for å klargjøre hva oljeproduserende selskaper oppført hos Oslo Børs bør følge.

---

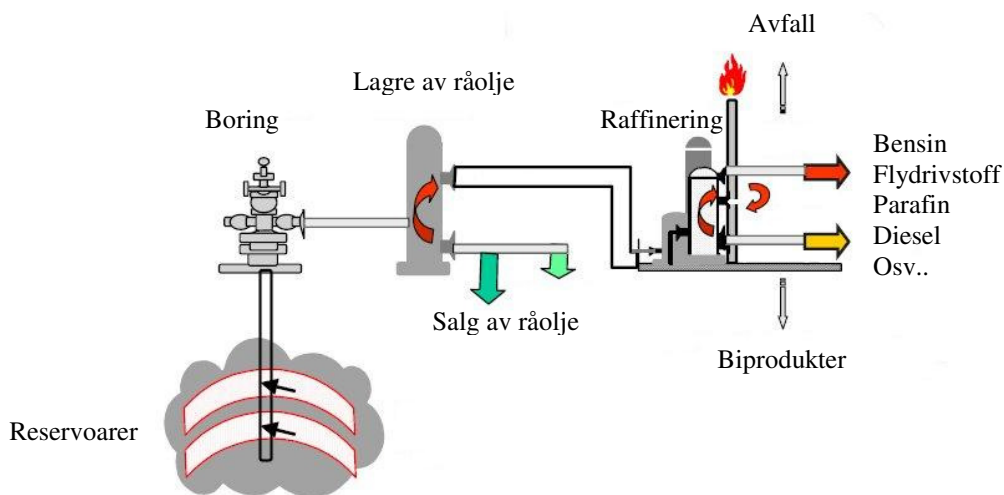
<sup>43</sup> The Economist, 04.03.2004, side 68: Brought to book.

<sup>44</sup> The Economist, 04.10.2004, side 12-13: Needlessly murky.

<sup>45</sup> Guidelines for the disclosure of hydrocarbon reserves, contingent resources and results from exploration activities, Circular No. 2/2007, Oslo Børs.

Et slikt rammeverk er ment å gi et bedre grunnlag for både selskaper og investorer da det blir enklere å anskaffe og sammenligne reserveinformasjon. Oslo Børs viser gjennom sirkulæret definisjoner og retningsregler som er anerkjent og i bruk av mange internasjonale oljeselskaper. Intensjonen med sirkulæret er ikke å etablere noen nye eller reviderte definisjoner og/eller klassifiseringsvilkår, men å pålegge bruken av definisjoner og vilkår som er anerkjent og i bruk i store deler av den internasjonale olje- og gassindustrien. I tillegg skal sirkulæret sikre en uniform implementering av de rapporteringsstandardene som anbefales. En årlig rapportering av reserver introduseres også som et formelt krav, men på grunn av kompleksiteten så ønsker Oslo Børs ikke å regulere det spesifikke innholdet i en slik rapport. Innholdskravene og begrensingene som står i sirkulæret bør derfor leses kun som en veiledning og ikke som absolutte krav. Oslo Børs forventer at alle selskaper observerer disse retningslinjene og hvorvidt de blir implementert eller ikke, bør skje på et såkalt "comply or explain" basis. Det er enhver utsteders plikt å sørge for at tidsriktig, fullstendig, nøyaktig og ikke-villedende informasjon blir fremlagt for markedet.

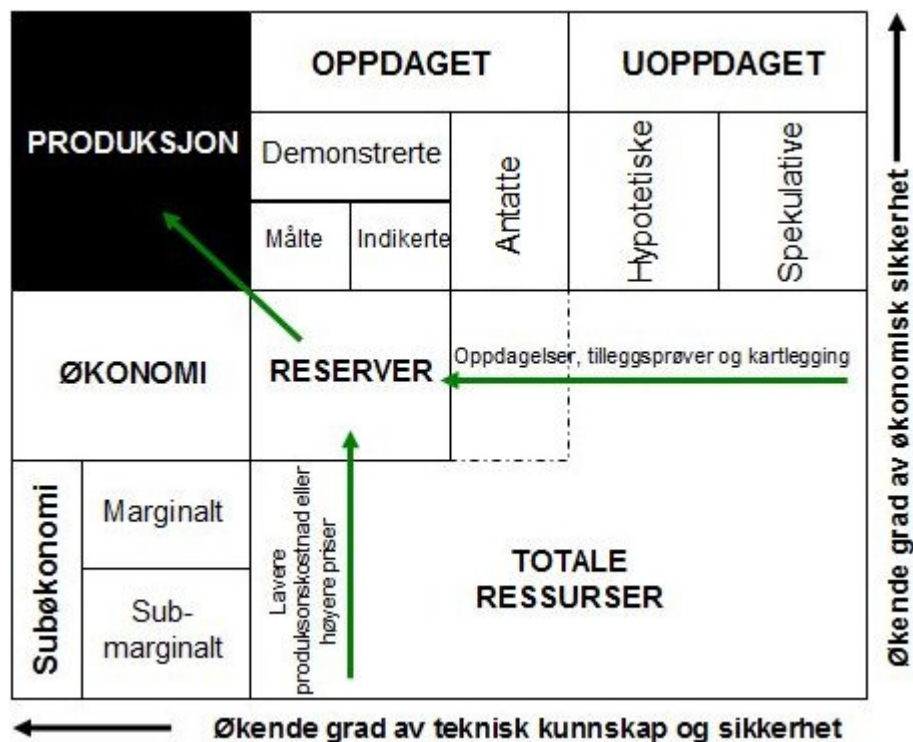
Under hele kapittel 4.0 vil enkelte tekniske ord og uttrykk fra oljebransjen bli brukt. I vedlegg 2 finnes det en forklaringsliste over de viktigste uttrykkene brukt av sirkulæret og SPE.



**Figur 4.1 Typisk produksjonsmønster hos oljeproduserende selskaper (SPE rammeverk)**

All estimering involverer som tidligere nevnt usikkerhet og graden av usikkerhet bør håndteres ved at estimatene plasseres i klasser, noe som går igjen i alle regelverk, men ulike tilnærminger og klassifiseringsnavn vanskeliggjør en sammenligning. Sikre, usikre,

betingede, mulige, sannsynlige, utviklede og uutviklede er eksempel på ulike begrep/klasser hos de forskjellige regelverkene. Alle klassifiseringssystemene har mange like trekk og en kan presentere disse likhetene i en modifisert såkalt McKelvey boks. Vincent McKelvey beskrev i 1972 at de fleste ressursklassifiseringssystem på en eller annen måte relaterer til hverandre. For en eller annen naturressurs finnes det en ultimal grense som absolutt ikke kan overskrides. Denne er definert av de ytterste grensene i boksen. Videre kan ressursene i boksen fordeles i klasser, alt etter deres utvinningspotensial.



**Figur 4.2 McKelvey box (Oslo Børs sirkulære 2/2007)**

Et sentralt likhetstegn er at reserver hovedsaklig klassifiseres etter 2 akser. Den ene akse fokuserer på den tekniske biten med hensyn på geologiske og ingeniørmessige data. Den andre akse fokuserer på hvor sikkert det er at bedriften vil få økonomiske goder fra reservene. Det sikreste er maks grad av teknisk sikkerhet og økonomisk sikkerhet og det naturlige da er at reservene allerede er hentet opp fra overflaten og satt i produksjon. Her kan bare en ekstrem situasjon, som alvorlige ulykker, hindre at bedriften har økonomisk vinning fra reservene.

Oslo Børs trekker frem 3 rapporteringssystemer, det ene fra Society of Petroleum Engineers (SPE), det andre fra Oljedirektoratet (Norwegian Petroleum Directorate, NPD) og det siste fra SEC. Sistnevnte trekkes frem på grunn av at det benyttes av alle

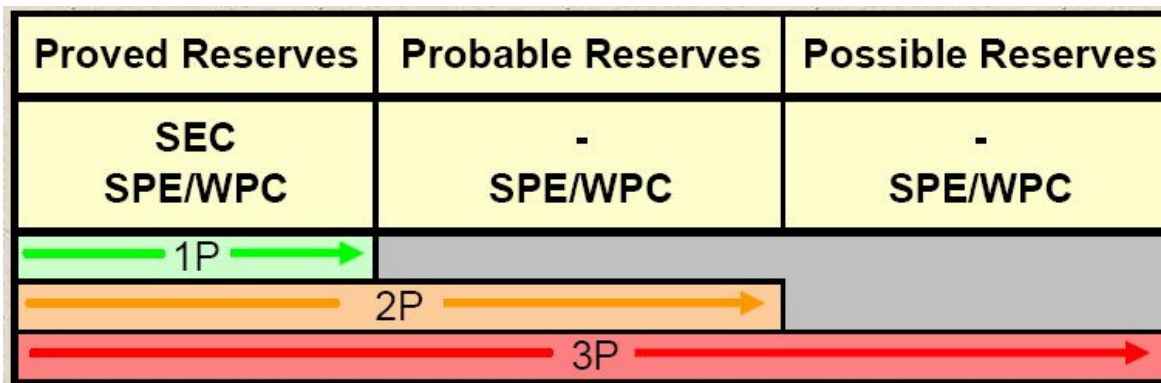


oljeproduserende bedrifter på NYSE. Men som tidligere nevnt er SEC rammeverket meget generelt utformet og skjønn og tolkning kreves.

Andre relevante regelverk er utarbeidet av følgende:

- UK Statement of Recommended Practices (SORP-2001)
- Canadian Security Administrators (CSA-2002)
- Russian Ministry of natural Resources (RF-2005)
- China Petroleum Reserves Office (PRO-2005)
- United States Geological Survey (USGSS-1980)
- United Nations Framework Classification (UNCF-2004)

SPE og NPD er fullt i henhold med SEC, men fokuserer mye mer på konsis og lik estimering blant oljeselskapene. SEC sitt rammeverk omfatter kun hva som kreves for å føre reserver som sikre. SPE omfatter også sannsynlige og mulige reserver.



Figur 4.3 Vesentlige forskjeller mellom SEC og SPE (www.ryderscott.com)

I min oppgave vil jeg fokusere på rammeverket fra SPE og NPD da de er de mest "velutviklede" av regelverkene. SPE er i tillegg et resultat av fokuset på den senere tidens "tvilsomme" estimeringsmetodikk (inkludert Shell skandalen).

#### 4.1.3 Society of Petroleum Engineers (SPE)<sup>46</sup>

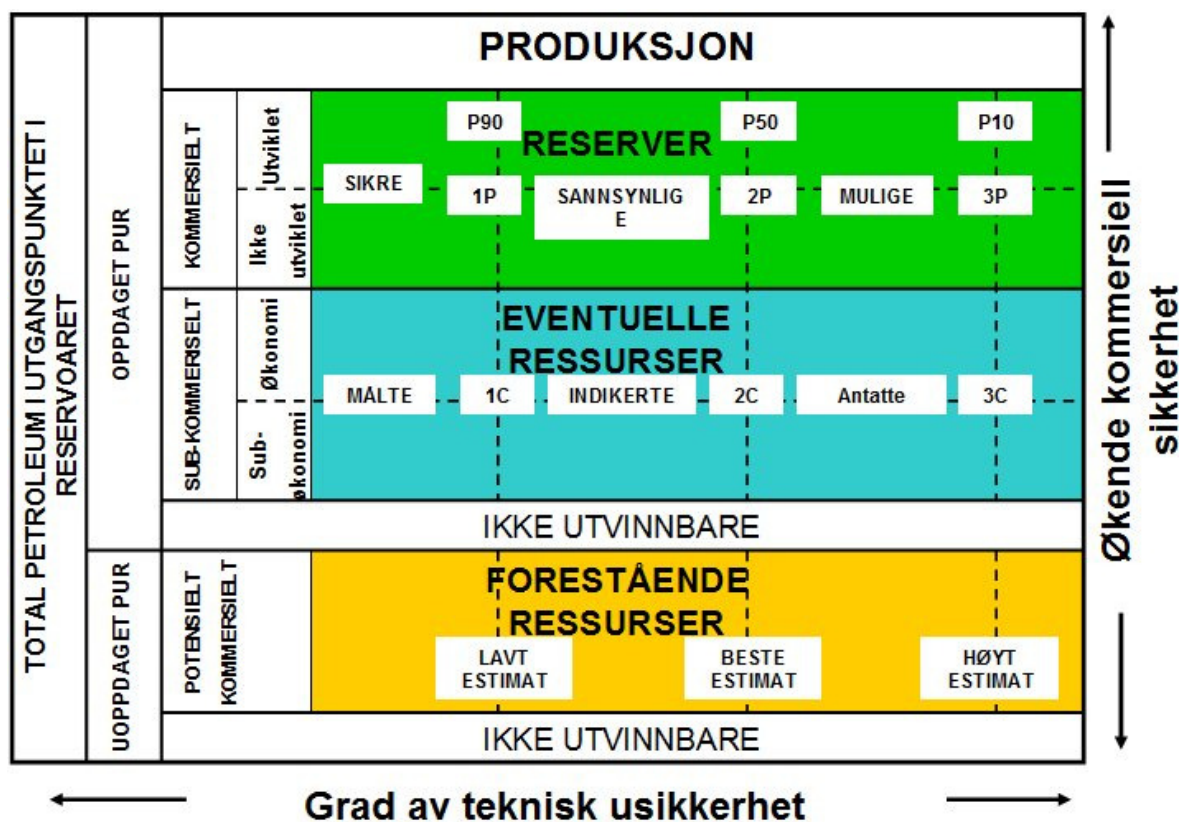
SPE er den organisasjonen som mest av alle har adressert viktigheten av et internasjonalt felles regelverk. Visjonen fra 2004 lyder: *"To have a set of reserves and resource definitions (and associated set of estimating guidelines, which are current best practices) universally adopted by the oil industry, international financial organisations and regulatory reporting bodies."*<sup>47</sup> I et samarbeid med the American Association of

<sup>46</sup> Petroleum Reserves and Resources Classification, Definitions, and Guidelines, SPE AAPG WPC SPEE, Draft for Industry Review, september 2006.

<sup>47</sup> Guidelines for the disclosure of hydrocarbon reserves, contingent resources and results from exploration activities, Circular No. 2/2007, Oslo Børs.

Petroleum Geologists (AAPG) og the World Petroleum Council (WPC) ble et slikt regelverk utviklet og i september 2006 kom et forslag som nå i skrivende stund er ute på høring i bransjen (Industry Review). Regelverket som er ute på høring er allerede i bruk av oljeproduserende virksomheter over hele verden da de gir et godt grunnlag for sammenligning, samt reduserer den subjektive tolkningen av selve estimeringen. SPE arbeider også kontinuerlig med andre organisasjoner for hele tiden klare å tilpasse regelverket for å holde tritt med den teknologiske utviklingen.

**KLASSIFISERINGSRAMMEVERK.** I stedet for olje og gass opererer SPE med ordet petroleum. Petroleum er definert som en naturlig eksisterende blanding av hovedsakelig hydrokarboner i gass eller flytende form. Jeg har ikke funnet noe som på en god måte forklarer forskjellen mellom olje og gass og petroleum. Det som mest synes som en fornuftig, men enkel forklaring er at petroleum omfatter både olje og gass. Som i McKelvey boksen ovenfor opererer også SPE med to akser: En med grad av teknisk usikkerhet og en med grad av kommersiell sikkerhet (hvor sikkert det er at bedriften får omsatt oljen). Figur 4.4 viser hvordan rammeverket er bygd opp.



Figur 4.4 SPE klassifiseringsrammeverk (SPE Rammeverk)

PUR= Petroleum i Utgangspunktet i Reservoaret

**Oppdaget petroleum i utgangspunktet i reservoaret (Discovered Petroleum-Initially-In-Place):** Det estimerte kvantum som på en gitt dato kommer til å bli satt i produksjon. Med oppdaget forstås det at reservenes eksistens har blitt fastsatt ved en brønn som faktisk har fått olje til å strømme til overflaten, eller i det minste har tatt opp prøver av olje. Ulike logger og data fra borekjerner kan også være tilstrekkelig bevis for at petroleum kan føres som oppdaget. Reserver og eventuelle ressurser går inn under denne klassen.

**Uoppdaget petroleum i utgangspunktet i reservoaret (Undiscovered Petroleum-Initially-In-Place):** Det estimerte kvantum som på en gitt dato kommer til å bli inkludert i akkumuleringer som enda ikke er oppdaget (utforsket). Dette fremstår for meg som en meget usikker klasse der estimatene i beste fall fremkommer av kvalifisert gjetning. Kun forestående ressurser går inn under denne klassen.

**Total Petroleum i utgangspunktet i reservoaret (Total Petroleum-Initially-In-Place):** Dette er summen av oppdaget og uoppdaget petroleum i utgangspunktet i reservoaret. M.a.o. dette inkluderer både estimatene for det kvantum som er forventet å bli produsert samt det som ennå ikke er oppdaget enda. Er også benevnt total ressursbase

**Produksjon:** Et kumulativt kvantum som har blitt utvinnet fra reservoarene. Dette inkluderer råolje som skal selges samt det som skal videreforedles.

**Reserver:** Det kvantum som er forventet å bli kommersielt utvinnet på en gitt dato. Fire kriterier må da være oppfylt: reservene må være oppdaget, utvinnbare, kommersielle og gjenværende i samme grad som utviklingen på det aktuelle prosjektet. Reserver blir igjen klassifisert etter grad av usikkerheten til estimatene, utvikling og produksjonsstatus.

**Eventuelle ressurser (Contingent Resources):** De ressurser som er potensielt utvinnbare fra kjente akkumuleringer, og som ikke er ansett som kommersielle.

**Uopprettelig (Unrecoverable):** Det kvantum petroleum som anses som ikke utvinnbare.

**Forestående ressurser (Prospective Resources):** Petroleum som kan bli potensielle utvinnbare, men som først krever betydelige investeringer i nye fremtidige prosjekter. Per dags dato er de ikke utvinnbare.

For å klassifisere i disse hovedgruppene kreves det at bestemte kriterier etableres. Forskjellen mellom kommersielle og sub kommersielle må også klart defineres. Et prosjekt er kommersielt dersom graden av forpliktelse gjør at reserver kan bli utvinnet og satt i produksjon innen en rimelig tidsperiode. En rimelig tidsperiode avhenger i stor grad av spesifikke prosjektomstendigheter, men bør generelt begrenses til rundt 5 år. Sub

kommersielt er det motsatte av kommersielt nemlig at graden av prosjektforpliktelse er slik at reserver ikke kan bli utvinnet og satt i produksjon innen en rimelig tidsperiode.

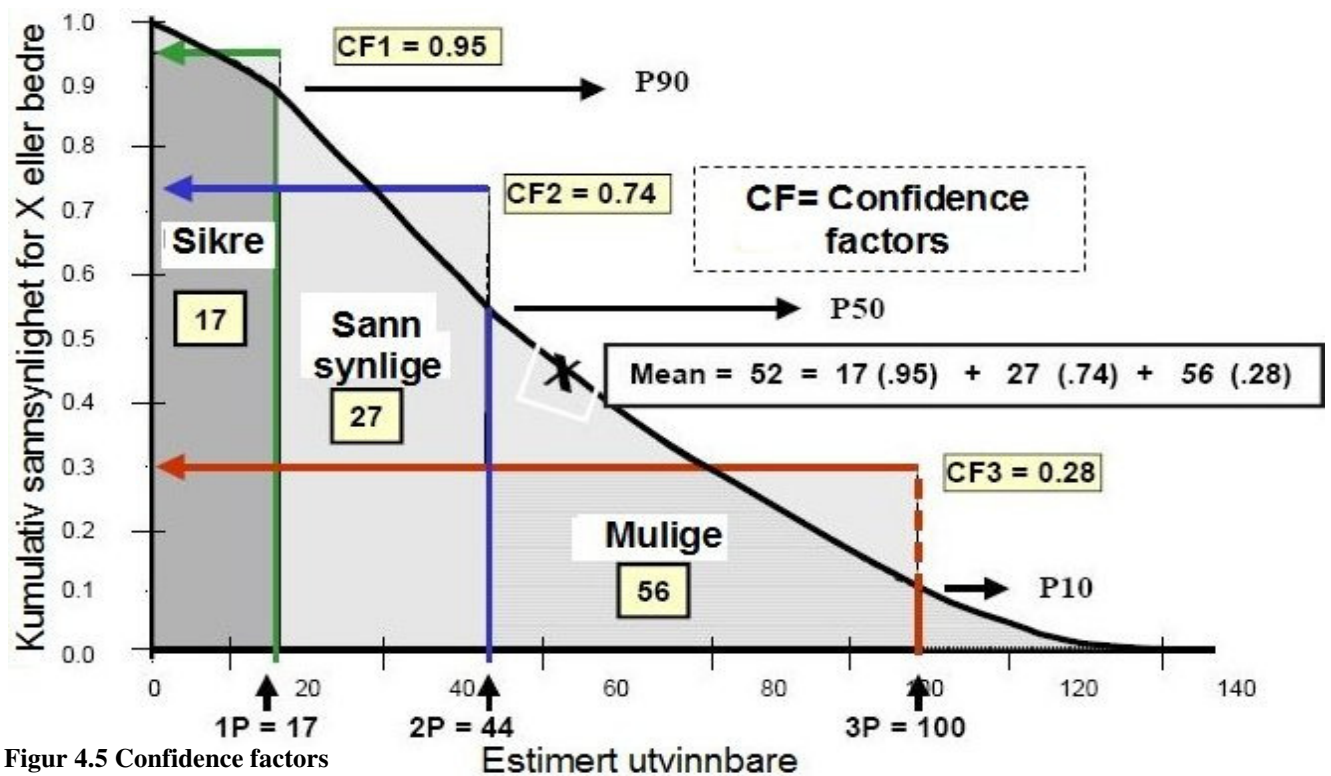
Graden av usikkerhet til utvinnbare og potensielle utvinnbare petroleumskvantum kan vises som enten diskrete deterministiske scenarioer eller ved sannsynlighetsfordelinger. Ved sannsynlighetsfordelinger bør et lavt, base og høyt estimat, basert på en inkrementell metode oppgis slik at<sup>48</sup>:

- Der er minst 90 % sannsynlighet (P90) for at estimerte kvantum som faktisk blir utvinnet vil være lik eller bedre enn det laveste estimatet. (Konservativt estimat)
- Der er minst 50 % sannsynlighet (P50) for at estimerte kvantum som faktisk blir utvinnet vil være lik eller bedre enn base estimatet.
- Der er minst 10 % sannsynlighet (P10) for at estimerte kvantum som faktisk blir utvinnet vil være lik eller bedre enn det høye estimatet. (Optimistisk estimat)

M.a.o, P50 betyr at det vil være lik sannsynlighet for at det faktiske kvantum som skal utvinnes er dårligere eller bedre enn det aktuelle estimatet. Bruker en det deterministiske metoden skal der også være lave, base og høye scenarioer som tilsvarer denne sannsynlighetsmetoden. Denne usikkerhetsvurderingen gjøres for gruppen reserver, eventuelle ressurser og forestående ressurser. For å "bake" inn terminologien fra SEC sitt rammeverk der en bruker klassifiseringene sikre, sannsynlige og mulige reserver så bruker SPE ulike usikkerhetsnavn alt etter hvilken klasse en vurderer. Merk at dette er et kumulativt/voksende måltall der en i gruppen "Reserver" først tar med sikre reserver, deretter sikre pluss sannsynlige og til slutt sikre, sannsynlige og mulige reserver. For "Eventuelle ressurser" tar en først med målte ressurser, deretter målte pluss indikerte og til slutt målte, indikerte og antatte. For gruppen "Reserver" brukes 1P, 2P og 3P. Merk at P i 1P ikke står for sannsynlighet (Probability), men for at akkurat det estimatet kun inneholder en av de tre klassene, nemlig sikre (Proved). For "Eventuelle ressurser" brukes 1C, 2C og 3C og for gruppen forestående ressurser brukes lave, beste og høye estimater. Et fellesuttrykk for slike måltall er fortrolighetsfaktorer (confidence factors). Jeg tar med en figur fra rammeverket til SPE for å forsøke å illustrere dette. For fullstendig forklaring på alle disse uttrykkene, se vedlegg 2.

---

<sup>48</sup> Guidelines for the disclosure of hydrocarbon reserves, contingent resources and results from exploration activities, Circular No. 2/2007, Oslo Børs.

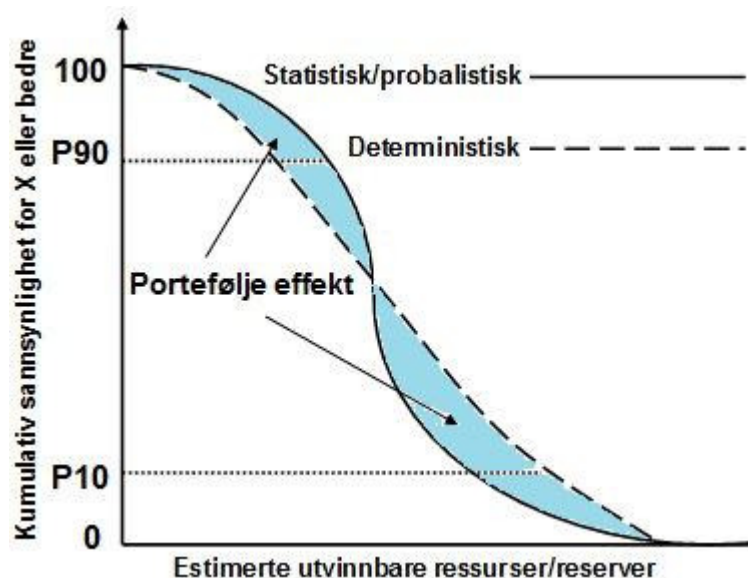


Figur 4.5 Confidence factors  
(SPE Rammeverk)

I figuren er 1P (sikre reserver) estimert til 17 som er et volumbasert tall på reserver, eksempelvis millioner oljefat. Confidence faktoren er her beregnet til 0,95 altså 5 % høyere enn kravet til P90. I denne modellen er det da 95 % sannsynlighet for at de faktiske kvantum som blir utvinnet vil overstige det laveste estimat som er 17. Videre er det 74 % sannsynlighet for at det kvantum som blir utvinnet vil overstige base estimatet som er 44. Merk at det er kun 17 som kan føres som sikre reserver, mens 27 føres som sannsynlige. 2P står for sikre pluss sannsynlige som er lik 44.

En kan benytte to metoder for å akkumulere estimerte kvantum innad i hver hovedklasse. En aritmetisk summering av deterministiske estimat der en summerer opp hvert enkelte estimat med tilhørende sannsynlighet (Deterministic). Den andre måten er en statistisk aggregering av sannsynlighetsfordelinger (Probabilistic). Den som estimerer definerer en fordeling som representerer den fulle rekkevidde av alle mulige verdier for hver input parameter. Ved å bruke såkalt Monte Carlo simuleringsprogramvare på alle disse fordelingene kan en beregne et fullt spekter av potensielle resultat av utvinnbare kvantum. Det er vesentlige forskjeller på disse metodene. Kvantum assosiert med P90 til en statistisk metode er alltid høyere enn kvantum assosiert med P90 til en deterministisk metode: For kvantum assosiert med P10 blir det motsatt.

Det som er verdt å merke seg er at den statistiske metoden forutsetter uavhengige prosjekter, mens deterministisk metode forutsetter avhengige. Når reserver i et oljefelt skal beregnes skal alle estimatene fra reservoarene i oljefeltet summeres opp. Da vil det ofte være slik at ved noen reservoar benyttes deterministisk metode og ved andre aritmetisk metode. Det som vil skje når disse summeres er at den deterministiske metoden vil bidra til at P90 verdiene undervurderes og P10 verdiene overvurderes. Brukes derimot også statistisk metode på noen reservoar vil disse motvirke over- og undervurderingene til deterministisk metode. Forskjellene mellom metodene viser seg dermed som en gunstig porteføljeeffekt. Jo større og mer diversifisert porteføljen (mer uavhengig), jo større blir porteføljeeffekten<sup>49</sup>. Under har jeg tatt med en figur for å illustrere dette.



Figur 4.6 Portefølje effekt (SPE Rammeverk)

Den tekniske usikkerheten går jeg ikke detaljert inn på da det materialet passer best for en masteroppgave i et ingeniørstudie innen petroleum. Det kan nevnes at denne dimensjonen avhenger av avansert måle- og boreutstyr, kompresjonsrater som trykk mål og over/underflatetemperaturer osv..

Hva så med den kommersielle aksene? Det er bedriften selv som må avgjøre kommersiell grad til sine prosjekter i de ulike hovedklassene. For at et selskap skal kunne hevde at

<sup>49</sup>Petroleum Reserves and Resources Classification, Definitions, and Guidelines, SPE AAPG WPC SPEE, Draft for Industry Review, september 2006.

enkelte oljeforekomster er kommersielle (forplikte seg og produsere de aktuelle reservene) så må følgende være tilstede<sup>50</sup>:

- Bevis som støtter en rimelig tidtabell for prosjektutviklingen.
- En rimelig analyse av hvordan slike prosjekter i fremtiden skal kunne møte klare definerte investerings- og driftskriterier.
- En rimelig forventning om at marked eksisterer for minimum de forventede salgsvolum som rettferdiggjør kostnadene med prosjektutviklingen.
- Bevis for at nødvendige produksjon og transport fasiliteter er tilgjengelige eller vil bli det.
- Bevis for at lovmessige, kontraktmessige, miljømessige, sosialmessige og økonomiske hensyn vil tillate realisering av prosjektet

Den kommersielle verdien av et prosjekt bør inkludere netto nåverdi av fremtidige cashflows ervervet som resultat av produksjon og salg. Slike kalkulasjoner bør reflektere<sup>51</sup>:

1. Forventete produksjonskvantum over definerte tidsperioder der verdien er verdsatt.
2. Alle estimerte kostnader assosiert med prosjektet for å utvikle, utvinne og produsere det kvantum som er satt på referansepunktet (et beleilig tidspunkt i produksjonsskjeden der produsert kvantum blir avmålt og vurdert). Dette inkluderer også miljø og eventuelle opprydningskostnader henført til det aktuelle prosjektet.
3. Alle estimerte inntekter fra produksjonskvantum basert på evalueres syn på forventede priser i fremtidige perioder. Prisene skal være basert på pålitelige data og hvorfor evaluerer betrakter dataene som formålstjenlig skal dokumenteres.
4. Andel av inntekter og kostnader som tilfaller selskapet som helhet.

**EVALUERINGSMETODE.** Standarden til SPE inneholder mange tekniske beskrivelser for hvordan selve estimeringen skjer. Jeg ønsker å gi en kort oversikt over hvordan selve plasseringen av ressurser foregår.

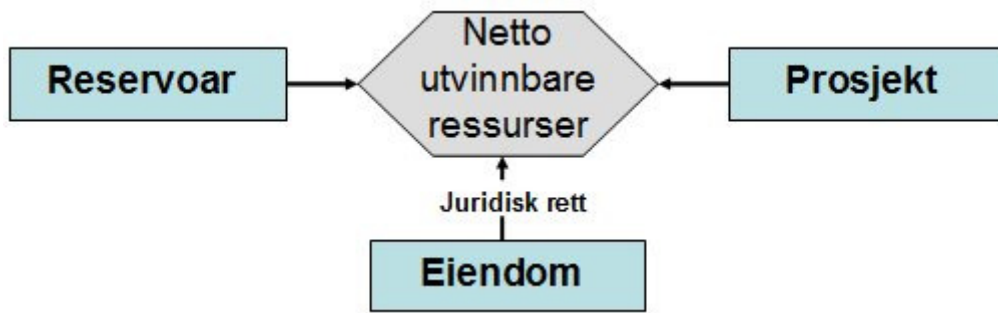
I evalueringsprosessen snakker vi gjerne om prosjekter og deres status. Prosessen består av identifisering av utvinningsprosjekter, estimering av totale mengder petroleum i utgangspunktet i reservoaret, estimering av de aktuelle kvantum som hører med de aktuelle prosjektene og klassifisering av prosjektene basert på kommersiell status eller modenhet. Modellen under tar for seg ulike datagrunnlag som klassifiseringssystemet bygger på.

---

<sup>50</sup> Petroleum Reserves and Resources Classification, Definitions, and Guidelines, SPE AAPG WPC SPEE, Draft for Industry Review, september 2006.

<sup>51</sup> Petroleum Reserves and Resources Classification, Definitions, and Guidelines, SPE AAPG WPC SPEE, Draft for Industry Review, september 2006.





Figur 4.7 Datamodell for ressurs evaluering (SPE Rammeverk)

- **Reservoar:** Egenskaper inkluderer typer og kvantum av petroleum. I tillegg er karakteristikene av bergartene der oljen befinner seg viktige.
- **Prosjekt:** Kan inkludere en eller mange brønner og tilhørende produksjonsfasiliteter. Ett prosjekt kan utvikle mange reservoar, eller mange prosjekt kan bli anvendt på et reservoar.
- **Eiendom:** Vesentlige rettigheter og forpliktelser inngår. En eiendom kan omslutte mange reservoar, eller et reservoar kan spenne over mange ulike eiendommer.

Dette med ressursevaluering er det absolutt mest kritiske med hensyn til den naturlige vanskelighetsgraden med estimering av oljereserver. Jeg vil som avslutning nevne at all understøttende data, analytiske prosesser og antagelser som et selskap bruker i evalueringen bør dokumenteres slik at en uavhengig aktør kan få en klar forståelse for det som er gjort.

#### 4.1.4 The Norwegian Petroleum Directorate (NPD)

I 2001 publiserte NPD et omfattende klassifiseringssystem. Dette systemet er basert på systemet til SPE, men det har i tillegg flere underklasser til SPE sine hovedklasser. For å vise et lignende klassifiseringssystem har jeg tatt med modellen til NPD sitt klassifiseringsrammeverk slik en kan se likhetene med SPE.



		Ressurs kategori	Prosjekt status kategori	
				Beskrivelse
Totale utvinnbare petroleumressurser	Oppdaget	Historisk produksjon	0	Solgt og levert petroleum
		Reserver	1	Reserver i produksjon
			2	Reserver med godkjent utviklingsplan
			3	Reserver som rettighetshaverne har besluttet å utvinne
		Eventuelle ressurser	4	Ressurser under planlegging
			5	Ressurser der utvinning er sannsynlig, men ikke avklart.
			6	Ressurser der utvinning er lite sannsynlig
			7	Ressurser som ikke har blitt evaluert
	Uoppdaget	Uoppdagete ressurser	8	Ressurser i prospekter
			9	Ressurser i prospektmuligheter og ikke-kartlagte ressurser

Figur 4.8 NPD Klassifiseringsrammeverk (www.npd.no)

## 4.2 Revisjon av oljereserver

Etter Shell skandalen begynte flere olje- og gasselskaper å inngå kontrakter med utenforstående parter, enten petroleumseksperter eller uavhengige revisjonsfirma, for å kontrollere deres olje- og gassreserver. I dette avsnittet ønsker jeg å definere hva en revisjon av oljeestimer innebærer. Jeg vil trekke ut hovedessensen av de mest brukte og anerkjente revisjonsstandardene for estimer, nye ISA 540 *Auditing accounting estimates, including fair value accounting estimates and related disclosures* og SPEs *Standards Pertaining to the Estimating and Auditing of Oil and Gas Reserve Information* (2001) for å prøve å gi en oversikt over sentrale element i en slik attestasjon. Diskusjonen er også basert på SA 3000 *Attestasjonsoppdrag som ikke er revisjon eller begrenset revisjon av historisk*

*økonomisk informasjon* der et attestasjonsoppdrag er definert som følgende: *et oppdrag der en praktiserende revisor gir uttrykk for en konklusjon som er ment å øke graden av tillit hos de tiltenkte brukerne som ikke er ansvarlig part vedrørende vurderingen av eller målingen av saksforholdet mot kriterier.*

Den engelske terminologien bruker uttrykket "reserves audit" og "reserves auditor", men siden oljereservene ikke omfattes av revisjonen av finansregnskapet ville det her kanskje være mer riktig å benytte uttrykket "attestasjon" i stedet for "revisjon". Jeg velger imidlertid å bruke uttrykket "revisjon" da en del av diskusjonen nedenfor inneholder elementer fra vanlig revisjon som benyttes ved revidering av finansregnskap.

#### 4.2.1 Hva er en revisjon av oljereserver?

Selve revisjonen er en undersøkelse av oljeselskapets reserveinformasjon. Målet med undersøkelsen er å kunne gjøre seg opp en mening om at reservene, totalt sett, er rimelige og har blitt estimert og presentert i henhold til SEC og andre eventuelle bindende regelverk<sup>52</sup>. SA 3000 nytter kriterier som brukes til å vurdere eller måle saksforhold og at egnede kriterier er nødvendige for å kunne gjennomføre en rimelig konsistent vurdering eller måling av et saksforhold innenfor rammen av profesjonelt skjønn. Uten en slik referanseramme vil enhver konklusjon være åpen for individuell tolkning og misforståelser. Kriterier ved revisjon av olje- og gassreserver vil f. eks være Rule 4-10 fra SEC og/eller rammeverket til SPE. Merk at det enda er kun SEC sitt regelverk som benyttes av alle NYSE noterte oljeselskap. Selv om det i senere tid har kommet nye forslag både til estimeringsregelverk og også rene revisjonsstandarder for oljeestimerer så har altså disse enda ikke blitt vedtatt som gjeldende av SEC. Reserveinformasjon består av ulike estimerer som utgjør omfanget og verdien til olje- og gasselskaper. Reserveinformasjon vil som regel, men ikke nødvendigvis, inneholde estimerer av reserver, fremtidige produksjonsrater fra slike reserver, fremtidige inntekter fra slike reserver og nåverdien av slike netto fremtidsinntekter. Under følger 3 andre definisjoner som brukes ved revidering av oljeestimerer.

**Enhet (entity):** En enhet er et aksjeselskap, joint venture, partnerskap, en stiftelse eller enkeltmannsforetak som er beskjeftiget i utforskning eller produksjon av olje og gass.

---

<sup>52</sup> Warner, J.: The Reserves Audit, Ryder Scott.

Anskaffelse av eiendommer eller rettigheter for den hensikt å senere utforske og produsere olje og gass inngår også i definisjonen.

**”Reserveestimator”:** Den personen i enheten som har ansvaret for estimeringen og evalueringen av reserveinformasjonen. Reserveestimatoren kan personlig utføre estimeringen, men vil vanligvis fungere som en overvåker og godkjenner av estimatene.

**”Reserverevisor”:** En person som vil stå som ansvarlig for utførelsen av revisjonen av reserveinformasjonen. Reserverevisoren kan personlig utføre revisjonen, men vil vanligvis fungere som en overvåker og godkjenner av revisjonen.

Ellers må revisor planlegge og gjennomføre et oppdrag med en profesjonelt skeptisk holdning og revisor må være innforstått med at det kan foreligge omstendigheter som kan medføre at informasjonen om saksforholdet inneholder vesentlig feilinformasjon<sup>53</sup>.

#### 4.2.2 Krav til revisor for olje- og gassreserver

At revisjonen utføres på et kompetent og objektivt grunnlag er særdeles viktig da revisjonen vil være verdiløs uten. Boken *Auditing & Assurance services* av Eilifsen m.fl beskriver hva som forventes av revisor: *Objektivitet, høy faglig kompetanse, uavhengighet, integritet og profesjonell adferd*. Revisor må også ha kompetanse innenfor revisjon og relaterte fag, men innen petroleumsteknikken må revisor tilegne seg betydelige mengder spesialkompetanse. SPE mener at en reserverevisor normalt vil bli ansett som kvalifisert dersom han/hun har minimum 10 års praktisk erfaring i petroleumsteknikk derav har jobbet 5 år med estimering og evaluering av estimeringsteknikker. I tillegg må ett av to kriterier være oppfylt: 1) reserverevisor må minimum ha en bachelorgrad i petroleumsteknikk, geologi eller lignende. 2) reserverevisor må ha en gyldig lisens innenfor petroleumsteknikk, geologi eller lignende. Denne lisensen skal være utstedt fra myndigheter eller en profesjonell organisasjon<sup>54</sup>. Dette gir en klar indikasjon på at den som skal stå som ansvarlig for en slik revisjon må være spesialist på området. Heretter omtales reserverevisor bare som revisor.

---

<sup>53</sup> SA 3000

<sup>54</sup> Petroleum Reserves and Resources Classification, Definitions, and Guidelines, SPE AAPG WPC SPEE, Draft for Industry Review, september 2006.

### 4.2.3 Planlegging

SA 3000 sier at praktiserende revisor må planlegge oppdraget slik at det blir utført på en effektiv måte. Det som bør utarbeides er en overordnet strategi for omfanget, viktigheten, tidspunktet for og gjennomføringen av oppdraget, og en oppdragsplan som består av en detaljert angrepsmåte som angir arten, tidspunktet for og omfanget av handlinger for innhenting av bevis som skal gjennomføres, samt årsakene til at disse handlingene blir valgt. Ved å planlegge på en hensiktsmessig måte kan revisor fokusere på de viktige områder av oppdraget, styre og fordele arbeidet mellom medlemmer på revisjonsteamet og i tillegg blir det enklere å identifisere mulige problemer til rett tid. Merk at planlegging ikke er en avgrenset fase, men snarere en kontinuerlig og gjentakende prosess som løper gjennom hele oppdraget

En felles forståelse av hva slags arbeid revisor skal gjøre bør klart foreligge blant enheten og revisor. I denne forståelsen bør det være klart at enheten skal gi revisor tilgang på all reserveinformasjon, alle relevante data og dokumentasjon vedrørende olje- og gassvirksomhet og alt personell som kan inneha viktig informasjon for revisjonen. Revisor vil videre skaffe seg kunnskap om og evaluere prosedyrene som enheten har brukt for å estimere oljereservene og deretter gå gjennom klassifiseringene som enheten bruker, for så å utføre de tester og kontroller av reserveinformasjonen som revisor finner nødvendig. Til slutt skal revisor uttrykke en mening om rimeligheten, totalt sett, av reserveinformasjonen. SPE mener klart at en egen beretning for kun oljereserver bør utstedes. Under planleggingen bør revisor vurdere om han i det hele tatt har mulighet til å utstede en ren beretning. Om dette ikke viser seg mulig, skal revisor takke nei til oppdraget men gjerne diskutere hva som må utbedres med enheten<sup>55</sup>.

Revisor må som tidligere nevnt ha full forståelse og kunnskap om hva slags rapporteringsregler som gjelder. Videre må han skaffe forståelse i hvilken grad ledelsen er objektiv. Oljeestimerer består i stor grad av ledelsens skjønnsmessige vurderinger og revisor må ta stilling til om disse vurderingene er preget av personlige motiver, både forsettelige og uforsettlige, da ledelsen strever mot ulike økonomiske og personlige mål. Ledelsens ansvar i estimeringsprosessen er som regel å bestemme selve estimeringsteknikken, identifisere relevante antagelser som påvirker estimatene og kontinuerlig gjennomgå forhold som kan gi behov for endringer i estimatene. Videre må

---

<sup>55</sup> Petroleum Reserves and Resources Classification, Definitions, and Guidelines, SPE AAPG WPC SPEE, Draft for Industry Review, september 2006.

revisor skaffe en forståelse for hvordan enhetens intern kontroll fungerer. Viktige forhold her er<sup>56</sup>:

- Erfaring og kompetanse til alle som utfører estimeringen
- Hvordan ledelsen bedømmer fullstendigheten, relevansen og nøyaktigheten av de data som blir brukt for å utvikle estimatene. Data for oljeestimerer vil være svært avanserte og igjen påpeker jeg viktigheten for at revisor må ha veldig gode tilleggskunnskaper.
- Hvordan godkjenningen av estimatene foregår.
- Hvordan ansvarsskillet er mellom de som forplikter enheten til å påta seg estimatene og de som faktisk utfører estimeringen.

I tillegg bør revisor se på tidligere års eller i alle fall det siste årets estimering. Det kan oppstå store forskjeller mellom fjorårets og årets estimerer og ved å gjennomføre risikovurderingsprosedyrer kan en skaffe en grundigere forståelse for slike forskjeller. Revisor vil kunne få informasjon om tidsmessig og arbeidsmessig ressursbruk fra tidligere år og på den bakgrunn danne seg et bilde av hvordan nåværende estimering bør foregå. Videre vil revisor få revisjonsbevis som er relevante dersom nåværende estimering skal utføres noenlunde likt med tidligere års. Revisor med sin skeptiske holdning vil også kunne identifisere forhold som kan indikere at ledelsen har skjulte hensikter med tanke på estimatene<sup>57</sup>.

#### 4.2.4 Risiko for vesentlige feil.

Ledelsen i enheten påstår at alle oljereservene innenfor de ulike klassifiseringene eksisterer. De påstår videre at enheten kontrollerer alle rettighetene for disse estimatene og at de mengder olje som skal registreres i klassifiseringer er registrert. Videre påstår ledelsen at det som står oppført i finansregnskapet av oljereserver er ført med korrekte beløp og de verdsettelses og estimeringsteknikkene som er benyttet er fullt forsvarlige. Hvordan skal en revisor kunne kontrollere at dette stemmer? Det synes klart at revisor må ha en særdeles dyptgående kjennskap til enheten da revisor skal vurdere estimeringsrisikoen og kunne se hvilke reserver som peker seg ut som usikre. Er påstandene i overensstemmelse med de generelle økonomiske omgivelsene og enhetens økonomiske omstendigheter? Er de konsistente med hensyn til enhetens fremtidige planer? Avviker de med påstander gjort i tidligere perioder? Dette er typiske spørsmål revisor bør

---

<sup>56</sup> ISA 540, Auditing Accounting Estimates, Including Fair Value Accounting Estimates, and Related Disclosures Exposure Draft, International Auditing and Assurance Standards Board, December 2006.

<sup>57</sup> ISA 540, Auditing Accounting Estimates, Including Fair Value Accounting Estimates, and Related Disclosures Exposure Draft, International Auditing and Assurance Standards Board, December 2006.

ha i bakhodet. RS 315 *Forståelse for foretaket og dets omgivelser, og vurdering av risiko for vesentlige misligheter* gir retningslinjer for hvordan kjennskap til enheten skal skaffes. Med intern kontroll forstås en prosess som er utformet og som gjennomføres av dem som har overordnet ansvar for styring og kontroll og av andre medarbeidere, for å gi rimelig sikkerhet for at foretaket når sine mål med hensyn til pålitelig økonomisk rapportering, effektiv drift, og for at gjeldende lover og forskrifter blir overholdt. Første del av intern kontrollen er kontrollmiljøet. Det omfatter holdningene, bevisstheten og handlingene til ledelsen og den som har overordnet ansvar for styring og kontroll<sup>58</sup>. La oss trekke inn Shell som eksempel her. Kontrollmiljøet skal sette tonen i et selskap og inspirere de ansatte til å yte god selvkontroll. Dette igjen danner grunnlaget for effektiv intern kontroll da disiplin og struktur opprettholdes. I Shell var det lille kontrollmiljøet degradert med tanke på hvordan de ansattes etiske verdier skulle opprettholdes. Kringling mellom lederne og motarbeidelse av de som ville rette på feilene bidro ikke til et godt kontrollmiljø. Hissig kommunikasjon, diktatorisk lederstil, kompleks organisasjonsstruktur og lite villighet til delegering av ansvar gjorde at kontrollmiljøet ble nærmest ikke-eksisterende. En revisjon av reservene til Shell ville etter min mening vært umulig å gjennomføre under slike forhold. Kontrollmiljøet samt enhetens risikovurderingsprosess må være klart overfor revisor før han kan gjøre seg opp en mening om vesentlige feil kan foreligge.

Under er noen faktorer som kan hjelpe revisor med å fastslå usikkerheten til estimatene og dermed også risikoen<sup>59</sup>:

- Hvor stor grad av estimatene avhenger av subjektiv dømmekraft?
- Hvor sensitive er oljeestimatene når rene antagelser endres?
- Eksistens av kjente målteknikker som da igjen demper estimeringsusikkerheten.
- Tilgjengelighet av pålitelige data fra eksterne kilder (eneste her: Konkurrerende oljeselskap)
- I hvilken grad har enheten brukt uavhengige eksperter til å estimere oljereserver?

For å fastsette og endelig beregne risiko, er revisjonsrisikomodellen et viktig verktøy<sup>60</sup>:

$$\text{Revisjonsrisiko} = \text{Iboende risiko} \times \text{Kontrollrisiko} \times \text{Oppdagelsesrisiko}$$

<sup>58</sup> Eilifsen, Aa.: Internal Control in a Financial Statement Audit, Intern kontroll i revisjon, Plansje fra forelesning i BUS 426 Revisjon, 22.02.2006.

<sup>59</sup> ISA 540, Auditing Accounting Estimates, Including Fair Value Accounting Estimates, and Related Disclosures Exposure Draft, International Auditing and Assurance Standards Board, December 2006.

<sup>60</sup> Eilifsen, Aa.: Risk Assessment and Materiality, Risikovurderinger og vesentlighet, Plansje fra forelesning i BUS 426 Revisjon, 25.01.2006.

Målet er å få oppdagelsesrisikoen ned til et akseptabelt nivå. Først må revisor gå gjennom en risikovurderingsprosess. Denne prosessen består av risikovurderingshandlinger, identifisering av forretningsrisikoer, evaluering av enhetens håndtering av disse og ut fra alt dette, fastsette revisjonshandlinger som er nødvendige.

**Risikovurderingshandlinger:** Som flere ganger nevnt er forståelse av enheten og dens omgivelser, inkludert intern kontroll, særdeles viktig for at revisjonen kan utføres.

**Identifiser forretningsrisikoer:** Hersker det full åpenhet i enheten og revisor har god kontroll på estimeringsteknikkene og de regelverk som gjelder burde forretningsrisikoen reduseres betydelig. Likevel må revisor være obs på følgende utenforstående hendelser da de kan føre til økt forretningsrisiko: Store organisasjonsendringer, bransjeendringer, eventuelt utvikling av nye oljeprodukter, nye lokaler og produksjonsanlegg, anskaffelse av nytt IT-system og ikke minst dersom enheten har aktiviteter i ustabile regioner (som Shell i Nigeria).

#### 4.2.5 Håndtering av risiko

Revisor må nå utforme og utføre revisjonshandlinger der type, tidspunkt og omfang er tilpasset de ulike anslåtte risikoene. Ulike rammeverk for regnskapsføring av olje- og gassreserver har spesifikke betingelser som må oppfylles for at et estimat skal kunne klassifiseres i riktig klasse. Selv om estimatene er utarbeidet av metodikker som revisor har god kunnskap om, består selve klassifiseringen også av tolkning. Da er det viktig at revisor også har fokus på den delen av regelverket som spesielt er følsomt for mistolkning.

##### Under følger mulig revisjonshandlinger

**Rekalkulering:** Dette innebærer å rekalkulere et eller flere estimater i en bestemt klassifisering. Det å ta for seg 100 % av estimatene er altfor ressurs- og tidkrevende så det er klart at revisor må avgjøre hvor bredt og nøyaktig han skal teste. Uansett må testen få frem relevansen av de data som er brukt for å produsere estimatet og hvorvidt dataene og ledelsens antagelser er korrekt brukt for å frembringe det. Kilden, relevans og pålitelighet til eksterne data må også tas hensyn til samt ledelsens betraktninger og godkjennelsesprosedyrer. Videre bør revisor se om estimeringsteknikken stemmer overens med det som blir brukt i resten av bransjen. Om revisor har god forståelse av modellen som enheten har brukt, kan han også selv benytte denne modellen for å regne ut sitt eget estimat. Har revisor ikke god nok kjennskap til modellen eller eventuelt mener at modellen som er brukt ikke er hensiktsmessig, kan revisor bruke en modell som er allment

tilgjengelig eller egenprodusert. Revisor kan også gå til det skritt å hyre inn en uavhengig faglig ekspert for å bistå i utregningene. Velger revisor å benytte de samme forutsetningene som ledelsen har benyttet så er det klart at revisor må ha full forståelse for alle de antagelser som ledelsen bygger på. For eksempel kan en forskjell oppstå mellom revisors og ledelsens estimat, og begge har brukt fullt lovlige antagelser og modeller. Dette vil indikere at påliteligheten til estimatet er veldig sensitiv med hensyn til hvilke antagelser som ligger til grunn. Dette igjen kan indikere høy estimeringsusikkerhet. Slike sensitivitetsanalyser der revisor ser på hvordan estimatet varierer når antagelsene som ligger bak endres, er nyttige når ledelsens antagelser skal settes under lupen og vurderes.

**Inspeksjon:** Revisor vil under en ”vanlig” revisjon som oftest få de fleste revisjonsbevis fra denne type handling. Også under reserve revisjon er inspeksjon av interne og eksterne dokument viktig da for eksempel revisor kan se hvordan de som estimert har tenkt og hvordan de begrunner sine gjerninger. Dette vil igjen også være til stor hjelp under en rekalkulering.

**Fysisk inspeksjon:** Lite relevant i forbindelse med revisjon av oljereserver. Det ideelle hadde naturligvis vært å fysisk kontrollere de mengder olje og gass som ligger under jordoverflaten, men det skal ikke store fantasien for å se vanskelighetsgraden i det.

**Gjentakelse av rutine eller kontroll:** Denne typen er nært knyttet opp mot rekalkuleringen. Ved å benytte egnet revisjonsprogramvare kan revisor selv gå gjennom prosedyren for hvordan enkelte reserver blir booket og estimert.

**Skanning:** Det er mulig enten manuelt eller ved hjelp av revisjonsprogramvare å foreta en såkalt scanning. Revisor leter da etter store og uvanlige estimater i klassifiseringene som da igjen må undersøkes nærmere for å finne årsaken til hvorfor estimatet er slik det er.

**Forespørsel:** Det å forespørre interne og eventuelt eksterne nøkkelpersoner med dyptgående kjennskaper til estimeringen er særdeles viktig for at revisor skal få en god forståelse for enheten og dens omgivelser. Jeg legger ved viktige teknikker for hvordan utføre og evaluere forespørsler. Disse er hentet fra boken *Auditing & Assurance services*:

- Ta hensyn til kunnskap, objektivitet, erfaring, ansvar og kvalifikasjoner til den som blir forespurt.



- Bruk klare, kortfattede og relevante spørsmål.
- Bruk åpne og lukkede spørsmål der det er hensiktsmessig.
- Lytt aktivt og effektivt.
- Se på hvordan de som blir spurt reagerer og still oppfølgingsspørsmål.
- Evaluer svarene.

**Observasjon:** Kan være lite hensiktsmessig for denne type revisjon. Blir eventuelt å studere hvordan de estimeringsansvarlige arbeider og hvordan de tar hensyn til enhetens kontrollaktiviteter.

**Bekreftelse:** Kan for eksempel brukes for å bekrefte de resultater som et eventuelt utenforstående firma har gjort for enheten.

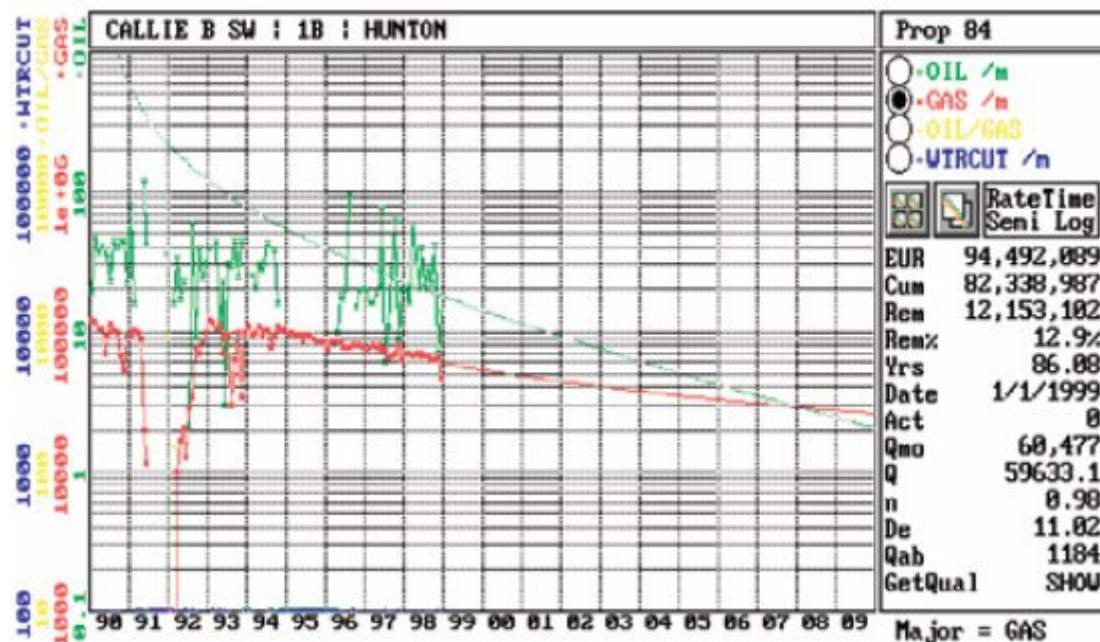
**Analytiske kontrollhandlinger:** Er definert som en analyse/evaluering av finansiell informasjon utarbeidet på grunnlag av rimelige sammenhenger blant finansielle og ikke finansielle data. For reserve revisjon kan lignende prosedyre benyttes. Målet for revisor er å utvikle forventede tall på estimatene og deretter definere en tolererbar forskjell for så å sammenligne sin egen forventning med de aktuelle tallene som enheten selv har lagt frem. Er forskjellen større enn det tolererbare, så må revisor utforske forskjellen. Struktur, trender, sammenhengende forhold og andre årsaker må tas hensyn til. Igjen blir forespørsler av ledelsen og ansvarlige viktige for å skaffe ytterligere bekreftelser. Finner revisor at alle forklaringer på forskjellene er tilstrekkelige kan han/hun godta beløpet. Hvis ikke må revisor enten foreta andre revisjonsprosedyrer eller kreve at endringer foretas.

Jeg vil vise et eksempel fra selskapet RyderScott i USA<sup>61</sup>. Dette selskapet ble startet i 1937 og består av petroleumseksperter som utfører revisjon av olje- og gassreserver. De skriver på sine hjemmesider at de er et av de største og mest respekterte innenfor petroleumsrelatert konsulentvirksomhet. Den første grafen av en brønn ble gitt til RyderScott i forbindelse med en revisjon av estimer og viser eksponensiell produksjonsrate versus årstall for produksjon. Tidspunkt for revidering var 1999. Denne grafen indikerte at brønnen hadde hatt god produksjon i tidligere år og at den fremtidige produksjonen var estimert som en hyperbolisk trend. De totale utvinnbare reservene fra denne brønnen var estimert til 94 BCF (Milliarder kubikkfot). Da revisorene gjennomgikk prosedyrene for hvordan estimatene var utviklet, ble bruk av den hyperboliske trenden

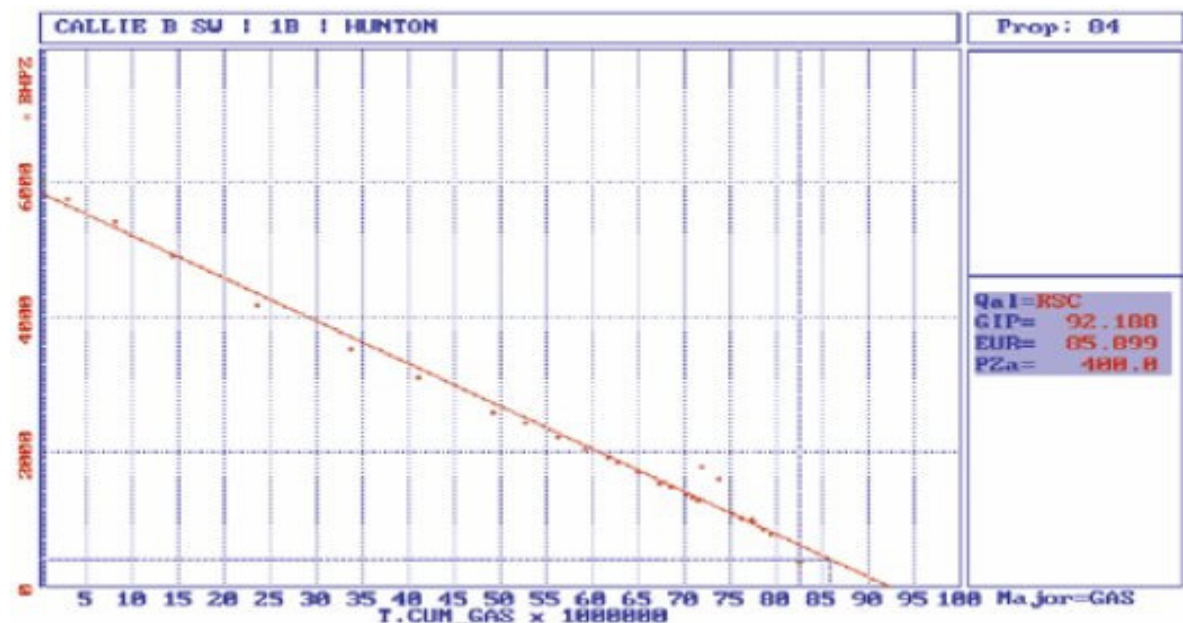
---

<sup>61</sup> Warner, J.: The Reserves Audit, Ryder Scott.

gjenstand for diskusjon i revisjonssteamet. Ved å søke gjennom offentlige dokumenter greide RyderScott å skaffe til veie en ny graf som tok utgangspunkt i ett trykksmål som kalles bunnhullstrykk (bottomhole pressure,BHP). Ved å plote denne mot den kumulative produksjonen ble estimatet mye lavere enn det enheten påstod var riktig. Det nye estimatet førte til et riktigere eksponentielt avtagende estimat noe som resulterte i at revisorene krevde at enheten måtte justere sine estimater.



Figur 4.9 Estimert som enheten hevdet var riktig (The Reserves Audit, RyderScott)



Figur 4.10 Estimert som RyderScott mente var riktig (The Reserves Audit, RyderScott)

Jeg ønsker også å kommentere et eksempel der alle revisorene tok grundig feil av mengdene i et gassfelt i South Louisiana. Revisorene mente klart at dette feltet ikke fremviste ett korrekt P/Z mål (Trykkmål) som igjen avgjør mengden av gass. Grunnen til revisorene mente dette, var at sammenlignet med alle andre felt i den landsdelen så avvik dette feltet fra alle. Dette gjorde jo at revisorene sin mistanke var rimelig. Revisorene krevde da i sin tid at estimatene måtte nedjusteres noe som også ble gjort. Men gassfeltet utviklet seg ikke slik revisor mente det ville gjøre og produserer fremdeles i dag store kvantum.

Har revisor funnet estimat som gir grunnlag for høy estimeringsusikkerhet skal revisor evaluere hvorvidt ledelsen har vurdert alternative antagelser eller resultat og hvorfor disse har blitt forkastet. Har ikke ledelsen gjort dette skal revisor forespørre ledelsen hvordan de har tatt hensyn til usikkerheten til de aktuelle estimatene og så vurdere om dette er tilstrekkelig. Det er ledelsen sitt ansvar å ta hensyn til usikkerhet på en slik måte at revisor finner det tilfredsstillende. Ledelsen påstår jo at deres antagelser og modeller er korrekte, men der er også viktig å se om ledelsen har muligheter for å iverksette det i praksis. Når revisor skal skaffe revisjonsbevis om ledelsens intensjoner og evner til å utføre planlagte handlinger, bør prosedyrene inkludere følgende<sup>62</sup>:

- Ta hensyn til hvordan ledelsen tidligere har gjennomført forutbestemte planer.
- Gå igjennom skriftlige dokumenter og autorisasjoner som er gitt av ledelsen med tanke på estimering.
- Vurdere ledelsens begrunnelser for enkelte bestemte aksjoner der revisor ikke har det klart for seg hvorfor handlingene finner sted (Eksempel: Hvorfor skal reserver i ett konkret geografisk område ikke gjennomgå kontinuerlige verdivurderinger mens andre i lignende områder skal det?).
- Vurdere om enheten har økonomiske muligheter å gjennomføre allerede planlagte handlinger.

Hva så når revisor skal evaluere hvorvidt kriteriet fra rammeverkene er møtt, når et estimat er godkjent av ledelsen og tatt inn i regnskapet? SEC's rule 4-10 krever som tidligere nevnt at for å ta med sikre reserver så må det være "reasonable certainty" for at reservene skal komme på markedet i nær fremtid. Et meget vagt kriterium. Uansett så må revisor vurdere om slike kriterier er oppfylt.

---

<sup>62</sup> ISA 540, Auditing Accounting Estimates, Including Fair Value Accounting Estimates, and Related Disclosures Exposure Draft, International Auditing and Assurance Standards Board, December 2006.

Basert på all kunnskap om estimeringsprosedyrene i enheten skal revisor til slutt foreta en endelig avveining om estimatene er forsvarlige og om de er konsistente med de revisjonsbevisene som er innhentet. Foreligger det avvik mellom revisors estimat, som støttes av revisjonsbevisene, og det estimat som enheten har godkjent, må revisor avgjøre om justeringer skal kreves. Er estimatet innenfor det som revisor anser som et område med akseptable utfall trengs ikke justeringer. Er estimatet ikke innenfor det som revisor anser som akseptabelt så skal revisor be ledelsen korrigere estimatet. Dersom så ikke skjer blir forskjellen ansett som en vesentlig feil og revisor må vurdere om denne effekten bidrar til at ren beretning ikke kan utstedes.

#### 4.2.6 Dokumentasjon

Revisor må inneha hensiktsmessige prosedyrer for oppbevaring av dokumenter som opparbeides gjennom revisjonen. Dokumentene skal være konfidensielle og forvares på en trygg måte. Integriteten må bevares samtidig som de skal være enkle å få tilgang til<sup>63</sup>. Dokumentasjonen skal inneholde hele grunnlaget som revisor bruker for å vurdere rimeligheten til estimatene. Det vil naturligvis ikke være nødvendig, ei heller praktisk mulig, å dokumentere alle forhold som vurderes av revisor<sup>64</sup>.

#### 4.2.7 Eksempel på rapportering av olje- og gassreserver

Statoil har de senere årene benyttet seg av DeGolyer and MacNaughton (D&M), et amerikansk selskap bestående av petroleumseksperter, for å foreta en gjennomgang av sine reserver. I årsrapporten 2006 blir tallene på sikre reserver presentert som tilleggsinformasjon vedrørende olje- og gassproduserende aktiviteter. Det står også spesifisert at denne informasjonen er "urevidert".

Net proved oil and NGL reserves in million barrels			Net proved gas reserves in billion standard cubic meter			Net proved oil, NGL and gas reserves in million barrels oil equivalent		
Norway	Outside Norway	Total	Norway	Outside Norway	Total	Norway	Outside Norway	Total
1 060	615	<b>1 675</b>	360	39	<b>399</b>	3 323	861	<b>4 185</b>

Omregningsfaktorer: 1 standard cubic meter = 35,3 standard cubic feet  
1 barrel of oil equivalent = 5,612 standard cubic feet

**Figur 4.11 Utdrag fra Statoils sikre olje- og gassreserver (Statoils årsrapport 2006)**

<sup>63</sup> Eilifsen, Aa. & Messier, W. & Glover, W. & Prawitt, D. : Auditing & Assurance Services, International edition, McGraw-hill Education, 2006.

<sup>64</sup> SA 3000

I rapporten skriver D&M følgende: *“In our opinion, the information relating to proved reserves estimated by us and referred to herein has been prepared in accordance with Paragraphs 10–13, 15, and 30(a)–(b) of Statement of Financial Accounting Standards No. 69 (November 1982) of the Financial Accounting Standards Board and Rules 4–10(a) (1)–(13) of Regulation S–X of the United States Securities and Exchange Commission (SEC).”*

Deretter legger D&M frem sine egne estimat på de samme tallene som er uthevet i figur 4.11 og sammenligner.

<b>STATOIL</b>	Net proved oil and NGL reserves in million barrels	Net proved gas reserves in billion cubic feet	Net proved oil, NGL and gas reserves in million barrels oil equivalent
At December 31, 2006	<b>1 675</b>	<b>14 085 *</b>	<b>4 185 *</b>
<b>D&amp;M</b>	Net proved oil and NGL reserves in million barrels	Net proved gas reserves in billion cubic feet	Net proved oil, NGL and gas reserves in million barrels oil equivalent
At December 31, 2006	<b>1 707</b>	<b>13 848</b>	<b>4 175</b>

\*  $14\,085 = 399 \times 35,3$        $4\,185 = 1675 + (14\,085/5,612)$

Deretter følger konklusjonen: *“In comparing the detailed reserves estimates prepared by us and those prepared by STATOIL for the properties involved, we have found differences, both positive and negative, in reserves estimates for individual properties. These differences appear to be compensating to a great extent when considering the reserves of STATOIL in the properties included in the Report, resulting in overall differences not being substantial. It is our opinion that the reserves estimates prepared by STATOIL on the properties reviewed by us and referred to above, when compared on the basis of net equivalent million barrels of oil, in aggregate, do not differ materially from those prepared by us.”*

#### 4.2.8 Oppsummering samt mulig fremgangsmåte.

For at revisjon av olje- og gassreserver skal kunne gjennomføres på en måte som generelt er akseptert av alle parter, må utviklingen og aksepten av internasjonale standarder forbedres betraktelig. Investorer og andre regnskapsbrukere har siden 2004 stilt høye krav til at myndighetene skal lovpålegge oljeselskapene å la sine reserver bli revidert av uavhengige revisorer. Men inntil, og med mindre et fast regelverk er etablert så er det ikke praktisk og heller ikke ønskelig for regulatorer/myndigheter å gi påbud om krav om revisjon av de reserveopplysninger som blir gitt i årsrapporter.

SPE har satt opp følgende prosedyrer en revisjon bør utføres etter <sup>65</sup>:

1. **Ordentlig planlegging og overvåkning:** Revisjonen bør planlegges på en hensiktsmessig måte og en bør å et godt oppsyn med medlemmene på revisjonsteamet.
2. **Utnevn reserve revisor så tidlig så mulig:** Dette vil være fordelaktig for både revisorene og enheten. Det gjør det enklere for revisorene å planlegge arbeidet sitt på en måte som gjør at den kan utføres på raskest mulig måte slik at den igjen kan bli ferdig til riktig tid. For enheten betyr god planlegging av revisjonsarbeidet at det utføres på en effektiv måte slik at kostnader kan bli spart.
3. **Redegjør om ren beretning kan gis:** Revisor bør forvisse seg om forholdene vil tillate at ren beretning kan utstedes. Finner revisor ut at dette ikke er mulig bør han diskutere med ledelsen alle nødvendighetene som må ligge til rette for at arbeidet kan gjennomføres og hvilke utbedringer som må gjøres.
4. **Foreløpige revisjonsprosedyrer:** Allerede her kan revisor teste enhetens metoder, prosedyrer og kontroller for å avgjøre om disse er rimelige. Etter en signifikant del av revisjonen er fullført og enhetens metoder, prosedyrer og kontroller er funnet tilfredsstillende, så kan revisjonsprosedyrene ved slutten av året bestå primært av en evaluering av eventuelle nye data som er fremkommet på det tidspunkt.
5. **Generelle hensyn som må gjennomgås med hensyn til reserveinformasjon:** Revisjonen av reserveinformasjonen bør inkludere en gjennomgang av policyer, prosedyrer, dokumentasjon og retningslinjer som enheten bruker under estimeringen og godkjenningen av estimatene. Kvalifikasjoner til de som utfører estimeringen er også viktig å kontrollere. Hvordan nøkkeltallene som bestemmer forholdet mellom reservene og det som skal produseres bør testes. Videre bør historiske reserve- og revisjonstrender undersøkes for å se om enhetens fremtidige produksjonsplaner og inntekstplaner er hensiktsmessig. Hvordan enheten rangerer sine ulike prosjekter bør undersøkes for å se om det henger sammen med fremtidige budsjetterte inntekter. Til slutt må også endringer, andre enn i produksjon, vurderes for å se om de vil få konsekvens for estimatene.
6. **Evaluering av interne policyer, prosedyrer og dokumentasjon:** Revisor bør bruke informasjonen om interne policyer, prosedyrer og dokumentasjon for å kunne etablere et grunnlag for å avgjøre typen, omfanget og timingen til revisjonstester. Med interne

---

<sup>65</sup> Auditing Standards for Reserves, Society of Petroleum Engineers (SPE), 2001.

policyer, prosedyrer og dokumentasjon menes (1) reservedefinisjonene og klassifiseringene som enheten benytter; (2) ledelsens involvering i gjennomgangen og godkjenningen av reservene og da også hvor ofte ledelsen gjennomgår reservene; (3) form, innhold og dokumentasjon av reserveinformasjonen; og (4) strømmen av data til og fra enhetens reserve inventar system. Med sistnevnte menes hvordan data strømmer til og fra de IT systemene som ivaretar tallene på reservene.

- 7. Testing av overholdelse:** Tester og stikkprøver bør utføres for å bekrefte at de som utfører estimeringen overholder policyene og prosedyrene som enheten har fastsatt.
- 8. Substanstesting:** Under gjennomføring av slike tester skal revisor vie stor oppmerksomhet mot relative høye estimatverdier og store endringer som er utført gjennom revisjonsåret. Hvor mye substanstesting som kreves kommer an på usikkerhetsgraden til reservene, evalueringen av interne policyer, prosedyrer og dokumentasjon, og resultatet av det som ble avdekket under punkt 7.
- 9. Konkludering og utstedelse av beretning:** Revisor konkluderer om reserveestimatene som er presentert i enhetens årsrapport er gjort så på en akseptabel måte. Sluttproduktet består av et brev til enheten som beskriver resultatet av revisjonen. En kort beskrivelse av dataene som var tilgjengelige og de prosedyrene som er brukt er vanlig. I vedlegg 3 finnes det et eksempel på ren beretning utviklet av SPE.

## 5.0 AVSLUTNING

I utredningen har jeg gitt en detaljert oversikt om Shell skandalen 2004. Denne saken illustrerer godt hvordan manglende interne kontroller og dårlig bedriftskultur kan skade et selskap på størrelse med Shell. Shell hadde interne retningslinjer for rapportering og revidering av olje- og gassreserver, men måten ledelsen implementerte og håndhevet de er under enhver kritikk og slike holdninger spres fort til de ansatte. Shell har i ettertid utført betydelige forbedringer av sine retningslinjer og corporate governance-struktur.

Diskusjonen om SEC skal kreve at oljeselskaper på NYSE skal la uavhengige aktører revidere sine olje- og gassreserver fikk nytt liv etter Shell skandalen. Oppgaven har pekt på at reserver til oljeselskaper er kritisk viktig for investorer da et oljeselskaps muligheter til å generere fremtidige inntekter avhenger av disse. Men, før SEC kan innføre krav om uavhengig revidering, må det utvikles og godkjennes nye internasjonale standarder, både for rapportering og revidering. Oppgaven har derfor sett på det rammeverket for rapportering som er det mest anerkjente i dag, nemlig SPE. Det må også nevnes at jeg i mai fikk vite at SPE har vedtatt industriutkastet som jeg har arbeidet med, som nå heter SPE/WPC/AAPG/SPEE Petroleum Resources Management System (PRMS). Til slutt i oppgaven har jeg ved hjelp ulikt materiell (ISA 540, RS 540, SA 3000, forelesningsplansjer BUS 426 mm) forsøkt å belyse viktige moment som bør inngå i en revisjon av reserver.

Sammenligner vi en revisjon av reserver med revisjon av finansregnskap finner en noen vesentlige forskjeller. For det første finnes det ikke noen bred forståelse av begrepet "uavhengighet" med tanke på aktørene som skal utføre revisjonen av reserver. For det andre eksisterer det ikke noen standarder som klart definerer hvilke kvalifikasjoner revisorene må ha samt hva som absolutt må ligge til rette før en slikt oppdrag kan aksepteres. For det tredje finnes det ingen standarder som klart og konsekvent identifiserer rollen og omfanget av revisjonen<sup>66</sup>.

---

<sup>66</sup> Newman, P. & Burk, V. : Presenting the full picture. Oil and gas: reserves measurement and reporting in the 21st century, Deloitte Touche Tohmatsu, 2005.



Før en slik felles og internasjonal standardsetter for revisjon av olje- og gassreserver blir anerkjent av bransjen, så vil det ikke være hensiktsmessig for myndigheter (her, SEC) å innføre krav om revidering. Slik konkluderer Newman og Burk: *"Independent audit of oil & gas reserves disclosures should continue to be optional, but it should be undertaken against a much better developed framework of standards and guidelines governing independence, competence, audit procedures and prescribed forms of reporting."*<sup>67</sup>

Arbeidet til SPE er i dag det som på best mulig måte søker å tilfredsstille ovennevnte krav, og de er kanskje de beste til å kunne klare å gjennomføre det, med tanke på at de har bransjen i ryggen. I det videre vil det bli interessant å se om SEC vil foreta seg noe eller om de samme reglene fra 1975 vil stå fast. Kanskje må det en ny reserveskandale til.

---

<sup>67</sup> Newman, P. & Burk, V. : Presenting the full picture. Oil and gas: reserves measurement and reporting in the 21st century, Deloitte Touche Tohmatsu, 2005.

## **Kilder**

### **Bøker:**

Cummins, I. & Beasant, J. : Shell Shock, The secrets and spin of an oil giant, Mainstream Publishing Company (Edinburgh) LTD, 2005

Eilifsen, Aa. & Messier, W. & Glover, W. & Prawitt, D. : Auditing & Assurance Services, International edition, McGraw-hill Education, 2006

Woolfson, C. & Beck, M. : Corporate Social Responsibility Failures in the Oil Industry, Baywood publishing company, 2005

### **Artikler:**

Eilifsen, Aa. & Messier, W. : Cases in Strategic-Systems Auditing, The Shell Group, Reporting on Sustainable Development, KPMG LLP, 2004

Newman, P. & Burk, V. : Presenting the full picture. Oil and gas: reserves measurement and reporting in the 21st century, Deloitte Touche Tohmatsu, 2005

Internettadresse:

[http://www.deloitte.com/dtt/cda/doc/content/Reserves%20POV\\_Global%20Version\\_8987.pdf](http://www.deloitte.com/dtt/cda/doc/content/Reserves%20POV_Global%20Version_8987.pdf)

Warner, J.: The Reserves Audit, Ryder Scott

Internettadresse: [www.ryderscott.com/reservesauditwarner.pdf](http://www.ryderscott.com/reservesauditwarner.pdf)

### **Nyhetsartikler:**

Financial Times, 11.01.2004, Shell reserves shock analysts

The Economist, 13.03.2004, side 59-60: Another Enron

The Economist, 03.04.2004, side 68: Brought to book

The Economist, 10.04.2004, side 12-13: Needlessly murky

The Economist, 24.04.2004, side 63-64: Sick and tired about lying

The Economist, 24.04.2004, side 14: Humiliation

The Wall Street Journal, 01.11.2004, Shell's Auditor had outside support; Faith in watchdog raises questions of how problems over reserves were missed

**Rapporteringsrammeverk og veiledninger:**

Accounting Series Release 257 -Requirements For Financial Accounting And Reporting Practices For Oil And Gas Producing Activities, SEC

Internettadresse: <http://www.sec.gov/interps/account/sabcodet12.htm>

Auditing Standards for Reserves, Society of Petroleum Engineers (SPE), 2001

Internettadresse:

[http://www.spe.org/specma/binary/files/6859090Estimating\\_and\\_Auditing\\_Standards\\_for\\_Reserves\\_2001.pdf](http://www.spe.org/specma/binary/files/6859090Estimating_and_Auditing_Standards_for_Reserves_2001.pdf)

CF Accounting Interpretation and Guidance, SEC, 31.03 2001

Internettadresse: [http://www.sec.gov/divisions/corpfin/guidance/cfactfaq.htm#P279\\_57537](http://www.sec.gov/divisions/corpfin/guidance/cfactfaq.htm#P279_57537)

Guidelines for the disclosure of hydrocarbon reserves, contingent resources and results from exploration activities, Circular No. 2/2007, Oslo Børs

Internettside: <http://www.oslobors.no/ob/sirkulaere2?languageID=1>

Rule 4-10 Financial Accounting and Reporting for Oil and Gas Producing Activities Pursuant to the Federal Securities Laws and the Energy Policy and Conservation Act of 1975,

Internettadresse: <http://www.law.uc.edu/CCL/regS-X/SX4-10.html>

Petroleum Reserves and Resources Classification, Definitions, and Guidelines, SPE AAPG WPC SPEE, Draft for Industry Review, september 2006

Internettadresse: Ikke lenger tilgjengelig da en ny versjon ble vedtatt mars 2007. Se neste kilde

Petroleum Resources Management System, SPE, 2007

Internettadresse:

[http://www.spe.org/specma/binary/files/6859916Petroleum\\_Resources\\_Management\\_System\\_2007.pdf](http://www.spe.org/specma/binary/files/6859916Petroleum_Resources_Management_System_2007.pdf)

Standards Pertaining to the Estimating and Auditing of Oil and Gas Reserves Information Approved by SPE Board in June 2001, Revision march 2007

Internettadresse:

[http://www.spe.org/specma/binary/files/6859920Reserves\\_Audit\\_Standards\\_2007.pdf](http://www.spe.org/specma/binary/files/6859920Reserves_Audit_Standards_2007.pdf)

Veiledning Ressursklassifisering, Norwegian Petroleum Directorate, juli 2001

Internettadresse: [www.npd.no/regelverk/r2002/ressursklassifisering\\_n.htm](http://www.npd.no/regelverk/r2002/ressursklassifisering_n.htm)

**Rapporter og kommentarer:**

Rapport til SEC: Proved reserve recategorisation following internal review: No material effect on financial statements, sendt 9.januar 2004

Internettadresse:

[http://www.sec.gov/Archives/edgar/data/85486/000095015704000023/form\\_6k.htm](http://www.sec.gov/Archives/edgar/data/85486/000095015704000023/form_6k.htm)

Report of Davis Polk & Wardwell to The Shell Group Audit Committee, Executive Summary, 31.03.2004

Internettadresse: [http://www.shell.com/static/investor-en/downloads/gac\\_report.pdf](http://www.shell.com/static/investor-en/downloads/gac_report.pdf)

SEC kommentar, In the matter of Royal Dutch Petroleum Company and The "Shell" Transport and Trading Co.,p.l.c., 24.august.2004

Internettadresse: <http://www.sec.gov/litigation/admin/34-50233.pdf>

### **Standarder:**

ISA 540, Auditing Accounting Estimates, Including Fair Value Accounting Estimates, and Related Disclosures Exposure Draft, International Auditing and Assurance Standards Board, December 2006

ISA 620, Using the work of an expert, International Auditing and Assurance Standards Board, juni 2005

RS 315 Forståelse for foretaket og dets omgivelser, og vurdering av risiko for vesentlige misligheter. Den norske revisorforening

RS 540 – Revisjon av regnskapsestimater, Den norske revisorforening

SA 3000 (Revidert), Attestasjonsoppdrag som ikke er revisjon eller begrenset revisjon av historisk økonomisk informasjon

### **Årsrapporter:**

Royal Dutch Shell Plc, 2003-2006

ExxonMobil, 2006

Hydro, 2006

Statoil, 2006

### **Diverse:**

Eilifsen, Aa.: Internal Control in a Financial Statement Audit, Intern kontroll i revisjon, Plansje fra forelesning i BUS 426 Revisjon, 22.02.2006

Eilifsen, Aa.: Risk Assessment and Materiality, Risikovurderinger og vesentlighet, Plansje fra forelesning i BUS 426 Revisjon, 25.01.2006

[www.shell.com](http://www.shell.com)

[www.sec.gov](http://www.sec.gov)

[www.exxon.no](http://www.exxon.no)

[www.hydro.no](http://www.hydro.no)

[www.statoil.no](http://www.statoil.no)

[www.spe.org](http://www.spe.org)

[http://www.norges-](http://www.norges-bank.no)

[bank.no/WebDAV/stat/no/valutakurser/valutakurser\\_daglig\\_ukoplet.xls](http://www.norges-bank.no/WebDAV/stat/no/valutakurser/valutakurser_daglig_ukoplet.xls)

## Vedlegg 1: Definisjoner fra Rule 4-10

### **Rule 4-10 -- Financial Accounting and Reporting for Oil and Gas Producing Activities Pursuant to the Federal Securities Laws and the Energy Policy and Conservation Act of 1975**

## Definitions

- a. **Definitions.** The following definitions apply to the terms listed below as they are used in this section:
1. **Oil and gas producing activities.**
    - i. Such activities include:
      - A. The search for crude oil, including condensate and natural gas liquids, or natural gas (oil and gas) in their natural states and original locations.
      - B. The acquisition of property rights or properties for the purpose of further exploration and/or for the purpose of removing the oil or gas from existing reservoirs on those properties.
      - C. The construction, drilling and production activities necessary to retrieve oil and gas from its natural reservoirs, and the acquisition, construction, installation, and maintenance of field gathering and storage systems--including lifting the oil and gas to the surface and gathering, treating, field processing (as in the case of processing gas to extract liquid hydrocarbons) and field storage. For purposes of this section, the oil and gas production function shall normally be regarded as terminating at the outlet valve on the lease or field storage tank; if unusual physical or operational circumstances exist, it may be appropriate to regard the production functions as terminating at the first point at which oil, gas, or gas liquids are delivered to a main pipeline, a common carrier, a refinery, or a marine terminal.
    - ii. Oil and gas producing activities do not include:
      - A. The transporting, refining and marketing of oil and gas.
      - B. Activities relating to the production of natural resources other than oil and gas.
      - C. The production of geothermal steam or the extraction of hydrocarbons as a by-product of the production of geothermal steam or associated geothermal resources as defined in the Geothermal Steam Act of 1970.
      - D. The extraction of hydrocarbons from shale, tar sands, or coal.
  2. **Proved oil and gas reserves.** Proved oil and gas reserves are the estimated quantities of crude oil, natural gas, and natural gas liquids which geological and engineering data demonstrate with reasonable certainty to be recoverable in future years from known reservoirs under existing economic and operating conditions, i.e., prices and costs as of the date the estimate is made. Prices

include consideration of changes in existing prices provided only by contractual arrangements, but not on escalations based upon future conditions.

- i. Reservoirs are considered proved if economic producibility is supported by either actual production or conclusive formation test. The area of a reservoir considered proved includes (A) that portion delineated by drilling and defined by gas-oil and/or oil-water contacts, if any, and (B) the immediately adjoining portions not yet drilled, but which can be reasonably judged as economically productive on the basis of available geological and engineering data. In the absence of information on fluid contacts, the lowest known structural occurrence of hydrocarbons controls the lower proved limit of the reservoir.
  - ii. Reserves which can be produced economically through application of improved recovery techniques (such as fluid injection) are included in the proved classification when successful testing by a pilot project, or the operation of an installed program in the reservoir, provides support for the engineering analysis on which the project or program was based.
  - iii. Estimates of proved reserves do not include the following: (A) Oil that may become available from known reservoirs but is classified separately as indicated additional reserves; (B) crude oil, natural gas, and natural gas liquids, the recovery of which is subject to reasonable doubt because of uncertainty as to geology, reservoir characteristics, or economic factors; (C) crude oil, natural gas, and natural gas liquids, that may occur in undrilled prospects; and (D) crude oil, natural gas, and natural gas liquids, that may be recovered from oil shales, coal, gilsonite and other such sources.
3. **Proved developed oil and gas reserves.** Proved developed oil and gas reserves are reserves that can be expected to be recovered through existing wells with existing equipment and operating methods. Additional oil and gas expected to be obtained through the application of fluid injection or other improved recovery techniques for supplementing the natural forces and mechanisms of primary recovery should be included as proved developed reserves only after testing by a pilot project or after the operation of an installed program has confirmed through production response that increased recovery will be achieved.
4. **Proved undeveloped reserves.** Proved undeveloped oil and gas reserves are reserves that are expected to be recovered from new wells on undrilled acreage, or from existing wells where a relatively major expenditure is required for recompletion. Reserves on undrilled acreage shall be limited to those drilling units offsetting productive units that are reasonably certain of production when drilled. Proved reserves for other undrilled units can be claimed only where it can be demonstrated with certainty that there is continuity of production from the existing productive formation. Under no circumstances should estimates for proved undeveloped reserves be attributable to any acreage for which an application of fluid injection or other improved recovery technique is contemplated, unless such techniques have been proved effective by actual tests in the area and in the same reservoir.
5. **Proved properties.** Properties with proved reserves.
6. **Unproved properties.** Properties with no proved reserves.
7. **Proved area.** The part of a property to which proved reserves have been specifically attributed.
8. **Field.** An area consisting of a single reservoir or multiple reservoirs all grouped on or related to the same individual geological structural feature and/or stratigraphic condition. There may be two or more reservoirs in a field that are separated vertically by intervening impervious, strata, or laterally by local

geologic barriers, or by both. Reservoirs that are associated by being in overlapping or adjacent fields may be treated as a single or common operational field. The geological terms structural feature and stratigraphic condition are intended to identify localized geological features as opposed to the broader terms of basins, trends, provinces, plays, areas-of-interest, etc.

9. **Reservoir.** A porous and permeable underground formation containing a natural accumulation of producible oil and/or gas that is confined by impermeable rock or water barriers and is individual and separate from other reservoirs.
10. **Exploratory well.** A well drilled to find and produce oil or gas in an unproved area, to find a new reservoir in a field previously found to be productive of oil or gas in another reservoir, or to extend a known reservoir. Generally, an exploratory well is any well that is not a development well, a service well, or a stratigraphic test well as those items are defined below.
11. **Development well.** A well drilled within the proved area of an oil or gas reservoir to the depth of a stratigraphic horizon known to be productive.
12. **Service well.** A well drilled or completed for the purpose of supporting production in an existing field. Specific purposes of service wells include gas injection, water injection, steam injection, air injection, salt-water disposal, water supply for injection, observation, or injection for in-situ combustion.
13. **Stratigraphic test well.** A drilling effort, geologically directed, to obtain information pertaining to a specific geologic condition. Such wells customarily are drilled without the intention of being completed for hydrocarbon production. This classification also includes tests identified as core tests and all types of expendable holes related to hydrocarbon exploration. Stratigraphic test wells are classified as (i) exploratory-type, if not drilled in a proved area, or (ii) development-type, if drilled in a proved area.
14. **Acquisition of properties.** Costs incurred to purchase, lease or otherwise acquire a property, including costs of lease bonuses and options to purchase or lease properties, the portion of costs applicable to minerals when land including mineral rights is purchased in fee, brokers' fees, recording fees, legal costs, and other costs incurred in acquiring properties.
15. **Exploration costs.** Costs incurred in identifying areas that may warrant examination and in examining specific areas that are considered to have prospects of containing oil and gas reserves, including costs of drilling exploratory wells and exploratory-type stratigraphic test wells. Exploration costs may be incurred both before acquiring the related property (sometimes referred to in part as prospecting costs) and after acquiring the property. Principal types of exploration costs, which include depreciation and applicable operating costs of support equipment and facilities and other costs of exploration activities, are:
  - i. Costs of topographical, geographical and geophysical studies, rights of access to properties to conduct those studies, and salaries and other expenses of geologists, geophysical crews, and others conducting those studies. Collectively, these are sometimes referred to as geological and geophysical or G&G costs.
  - ii. Costs of carrying and retaining undeveloped properties, such as delay rentals, ad valorem taxes on properties, legal costs for title defense, and the maintenance of land and lease records.
  - iii. Dry hole contributions and bottom hole contributions.
  - iv. Costs of drilling and equipping exploratory wells.

- v. Costs of drilling exploratory-type stratigraphic test wells.

16. **Development costs.** Costs incurred to obtain access to proved reserves and to provide facilities for extracting, treating, gathering and storing the oil and gas. More specifically, development costs, including depreciation and applicable operating costs of support equipment and facilities and other costs of development activities, are costs incurred to:

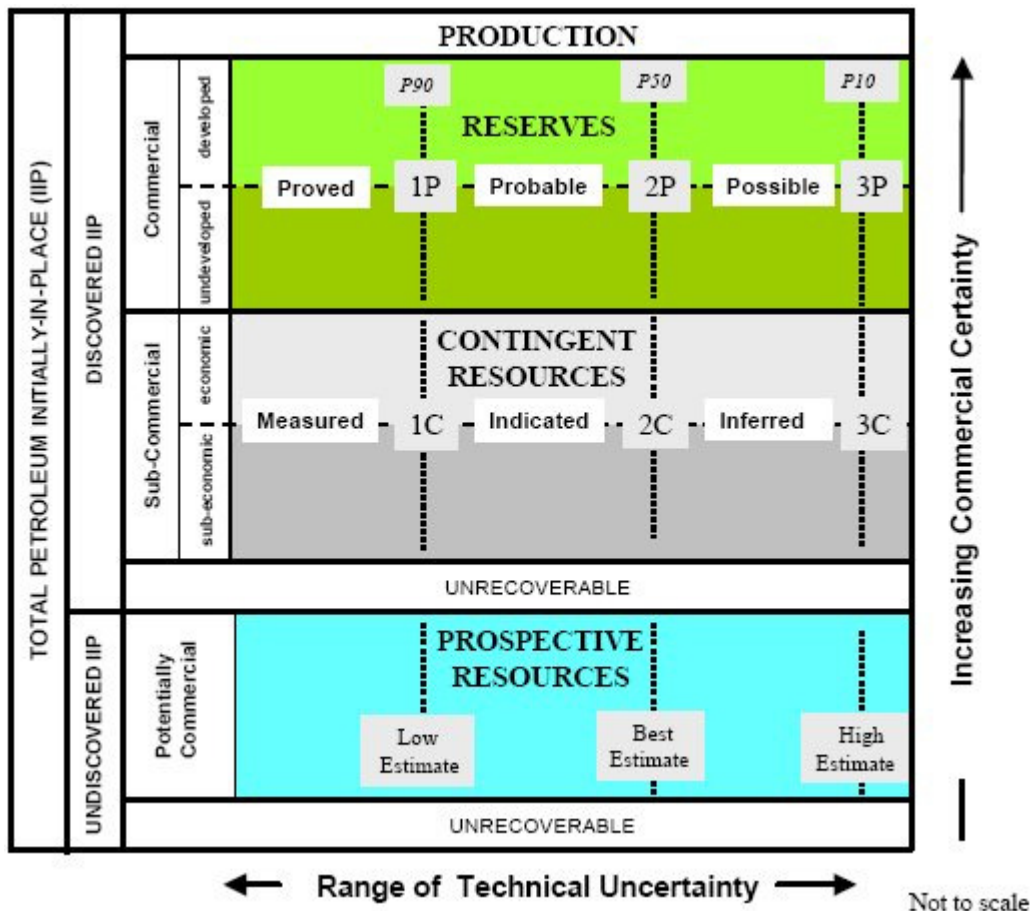
- i. Gain access to and prepare well locations for drilling, including surveying well locations for the purpose of determining specific development drilling sites, clearing ground, draining, road building, and relocating public roads, gas lines, and power lines, to the extent necessary in developing the proved reserves.
- ii. Drill and equip development wells, development-type stratigraphic test wells, and service wells, including the costs of platforms and of well equipment such as casing, tubing, pumping equipment, and the wellhead assembly.
- iii. Acquire, construct, and install production facilities such as lease flow lines, separators, treaters, heaters, manifolds, measuring devices, and production storage tanks, natural gas cycling and processing plants, and central utility and waste disposal systems.
- iv. Provide improved recovery systems.

17. **Production costs.**

- i. Costs incurred to operate and maintain wells and related equipment and facilities, including depreciation and applicable operating costs of support equipment and facilities and other costs of operating and maintaining those wells and related equipment and facilities. They become part of the cost of oil and gas produced. Examples of production costs (sometimes called lifting costs) are:
  - A. Costs of labor to operate the wells and related equipment and facilities.
  - B. Repairs and maintenance.
  - C. Materials, supplies, and fuel consumed and supplies utilized in operating the wells and related equipment and facilities.
  - D. Property taxes and insurance applicable to proved properties and wells and related equipment and facilities.
  - E. Severance taxes.
- ii. Some support equipment or facilities may serve two or more oil and gas producing activities and may also serve transportation, refining, and marketing activities. To the extent that the support equipment and facilities are used in oil and gas producing activities, their depreciation and applicable operating costs become exploration, development or production costs, as appropriate. Depreciation, depletion, and amortization of capitalized acquisition, exploration, and development costs are not production costs but also become part of the cost of oil and gas produced along with production (lifting) costs identified above.



## Vedlegg 2: Forklaring på tekniske ord og uttrykk (SPE)



- 1C** Taken to be equivalent to Measured Contingent Resources; denotes low estimate scenario of Contingent Resources.
- 2C** Taken to be equivalent to the sum of Measured plus Indicated Contingent Resources; denotes best estimate scenario of Contingent Resources.
- 3C** Taken to be equivalent to the sum of Measured plus Indicated plus Inferred Contingent Resources; denotes high estimate scenario of Contingent Resources.
- 1P** Taken to be equivalent to Proved Reserves; denotes low estimate scenario of Reserves.
- 2P** Taken to be equivalent to the sum of Proved plus Probable Reserves; denotes best estimate scenario of Reserves.
- 3P** Taken to be equivalent to the sum of Proved plus Probable plus Possible Reserves; denotes high estimate scenario of reserves.

**Accumulation** An individual body of recoverable petroleum (also termed Deposit).

**Aggregation** The process of summing reservoir (or project) level estimates of resource quantities to higher levels or combinations such as field, country or company totals. Arithmetic summation of incremental categories may yield different results than probabilistic aggregation of distributions.

<b>Commercial</b>	A project is commercial if the degree of commitment is such that the accumulation is expected to be developed and placed on production within a reasonable time frame. A reasonable time frame for the initiation of development depends on the specific circumstances but, in general, should be limited to around five years.
<b>Contingent Resources</b>	Those quantities of petroleum estimated, as of a given date, to be potentially recoverable from known accumulations but which are not currently considered to be commercially recoverable due to one or more contingencies.
<b>Deterministic Estimate</b>	The method of estimation of Reserves or Resources is called deterministic if a discrete estimate(s) is made based on known geological, engineering, and economic data.
<b>Developed Reserves</b>	Sub-class of reserves. Developed Reserves are expected to be recovered from existing wells including reserves behind pipe. Improved recovery reserves are considered "developed" only after the necessary equipment has been installed, or when the costs to do so are relatively minor. Developed Reserves may be further sub-classified as Producing or Non-producing.
<b>Discovered</b>	The term applied to a petroleum accumulation/reservoir whose existence has been determined by its actual penetration by a well, which has also clearly demonstrated the existence of a significant quantity of potentially economic recoverable petroleum by flow to the surface or at least some recovery of a sample of petroleum. Log and/or core data may suffice for proof of existence of recoverable petroleum if an analogous reservoir is available for comparison. Petroleum quantities that are discovered are in "known accumulations" or "known reservoirs." (See also Known Accumulations.)
<b>Discovered Petroleum Initially in place</b>	That quantity of petroleum which is estimated, as of a given date, to be contained in known accumulations, plus those quantities already produced therefrom. Discovered Petroleum-initially-in-place may be subdivided into Commercial and Sub-commercial, with the estimated potentially recoverable portion being classified as Reserves and Contingent Resources, respectively.
<b>Entity</b>	Entity is a legal construct capable of bearing legal rights and obligations. In resources evaluations, this typically refers to the lessor or contractor, which is some form of legal corporation (or consortium of corporations). In a broader sense, an entity can be an organization of any form and may include governments or their agencies.
<b>Indicated Contingent Resources</b>	An incremental category of estimated recoverable volumes associated with defined technical uncertainty. Indicated Contingent Resources are those additional resources that are less certain to be recovered than Measured Contingent Resources. It is equally likely that actual remaining quantities recovered will be greater or less than the sum of the estimated Measured plus Indicated Contingent Resources (2C). In this context, when probabilistic methods are used, there should be at least a 50% probability that the actual quantities recovered will equal or exceed the 2C estimate. Indicated Contingent Resources are equivalent to and are constrained by the same criteria as Probable Reserves conditional upon the project within which they are being estimated being committed for development.
<b>Inferred Contingent Resources</b>	An incremental category of estimated recoverable volumes associated with defined technical uncertainty. Inferred Contingent Resources are those additional resources that are less certain to be recovered than Indicated Contingent Resources. While it is an unlikely outcome, the actual quantities recovered may equal the sum of Measured plus Indicated plus Inferred Contingent Resources; this represents the high estimate (3C) scenario. In this

context, when probabilistic methods are used, there should be at least a 10% probability that the actual quantities recovered will equal or exceed the 3C estimate. Inferred Contingent Resources are equivalent to and are constrained by the same criteria as Possible Reserves conditional upon the project within which they are being estimated being committed for development.

<b>Low/Best/High Estimates</b>	The range of uncertainty reflects a reasonable range of estimated potentially recoverable volumes for an individual accumulation or a project.
<b>Measured Contingent Resources</b>	An incremental category of estimated recoverable volumes associated with defined technical uncertainty. Measured Contingent Resources are those quantities of petroleum which, by analysis of geological and engineering data, have a high degree of certainty to be potentially recoverable from known accumulations but which are not currently considered to be commercially recoverable due to one or more contingencies. If probabilistic methods are used, there should be at least a 90% probability that the quantities actually recovered will equal or exceed the estimate. If deterministic methods are used, the term reasonable certainty is intended to express a similar high degree of confidence that the quantities will be recovered. Measured Contingent Resources are equivalent to, and are constrained by the same criteria as, Proved Reserves conditional upon the project within which they are being estimated being committed for development.
<b>Petroleum</b>	Petroleum is defined as a naturally occurring mixture consisting predominantly of hydrocarbons in the gaseous, liquid or solid phase. Petroleum may also contain non-hydrocarbon compounds, common examples of which are carbon dioxide, nitrogen, hydrogen sulfide or sulfur. In rare cases, non-hydrocarbon content could be greater than 50%.
<b>Petroleum In place</b>	Petroleum-in-Place is the total quantity of petroleum that is estimated to exist originally in naturally occurring reservoirs. Crude Oil-in-place, Natural Gas-in-place and Natural Bitumen-in-place are defined in the same manner.
<b>Possible Reserves</b>	An incremental category of estimated recoverable volumes associated with defined technical uncertainty. Possible Reserves are those additional Reserves that are less certain to be recovered than Probable Reserves. It is unlikely that the actual remaining quantities recovered will equal or exceed the sum of Proved plus Probable plus Possible Reserves being the high estimate (3P) scenario. In this context, when probabilistic methods are used, there should be at least a 10% probability that the actual quantities recovered will equal or exceed the 3P estimate.
<b>Probabilistic Estimate</b>	The method of estimation of Reserves and Resources is called probabilistic when the known geological, engineering, and economic data are used to generate a range of estimates and their associated probabilities.
<b>Probable Reserves</b>	An incremental category of estimated recoverable volumes associated with defined technical uncertainty. Probable Reserves are additional Reserves that are less certain to be recovered than Proved Reserves. It is equally likely that actual remaining quantities recovered will be greater or less than the sum of the estimated Proved plus Probable Reserves (2P). In this context, when probabilistic methods are used, there should be at least a 50% probability that the actual quantities recovered will equal or exceed the 2P estimate.
<b>Production</b>	Production is the cumulative quantity of petroleum that has been recovered over a defined time period. While all recoverable resource estimates and production are measured in terms of the sales product specifications, raw production quantities (including non-hydrocarbons) are also measured to support engineering analyses based on reservoir voidage.

<b>Proved Reserves</b>	An incremental category of estimated recoverable volumes associated with defined technical uncertainty. Proved Reserves are those quantities of petroleum which, by analysis of geological and engineering data, can be estimated with reasonable certainty to be commercially recoverable, from a given date forward, from known reservoirs and under defined economic conditions, operating methods, and government regulations. Proved Reserves can be categorized as Developed or Undeveloped. If deterministic methods are used, the term reasonable certainty is intended to express a high degree of confidence that the quantities will be recovered. If probabilistic methods are used, there should be at least a 90% probability that the quantities actually recovered will equal or exceed the estimate. Often referred to as 1P, also as "Proven."
<b>Reserves</b>	Reserves are those quantities of hydrocarbons anticipated to be commercially recoverable from known accumulations from a given date forward under defined conditions. Reserves must satisfy four criteria: they must be discovered, recoverable, commercial, and remaining based on the development project(s) applied.
<b>Sub-Commercial</b>	A project is Sub-commercial if the degree of commitment is not such that the accumulation is expected to be developed and placed on production within a reasonable time frame. A reasonable time frame for the initiation of development depends on the specific circumstances but, in general, should be limited to around five years. Discovered sub-commercial projects are classified as Contingent Resources.
<b>Unproved Reserves</b>	Unproved Reserves are based on geologic and/or engineering data similar to that used in estimates of Proved Reserves; but technical uncertainties preclude such reserves being classified as proved. Unproved Reserves may be further categorized as Probable Reserves and Possible Reserves.
<b>Unrecoverable Resources</b>	That portion of Discovered or Undiscovered Petroleum-Initially-in-Place quantities which are estimated, as of a given date, not to be recoverable. A portion of these quantities may become recoverable in the future as commercial circumstances change, technological developments occur, or addition data is acquired.

## Vedlegg 3: Ren beretning fra SPE

**Exhibit "A"—Illustrative Unqualified Audit  
Opinion of Consulting Reserves Auditor\***  
(Date)

Entity  
[Address]  
Independent Public Accountants of Entity  
[Address]  
Gentlemen:

At your request, we have examined the estimates as of [dates] set forth in the accompanying table with respect to (i) the proved reserves of Entity, (ii) changes in such proved reserves during the period indicated, (iii) the future net revenue from such proved reserves, and (iv) the present value of such future net revenue. Our examination included such tests and procedures as we considered necessary under the circumstances to render the opinion set forth herein.

[A detailed description of the audit should be set forth.]

We are independent with respect to Entity as provided in the Standards Pertaining to the Estimating and Auditing of Oil and Gas Reserves Information promulgated by the Society of Petroleum Engineers.

It should be understood that our above-described audit does not constitute a complete reserve study of the oil and gas properties of Entity. In the conduct of our report, we have not independently verified the accuracy and completeness of information and data furnished by Entity with respect to ownership interests, oil and gas production, historical costs of operation and development, product prices, agreements relating to current and future operations and sales of production, and (specify other information, data, and matters upon which reliance was placed). We have, however, specifically identified to you the information and data upon which we so relied so that you may subject such to those procedures that you consider necessary. Furthermore, if in the course of our examination something came to our attention which brought into question the validity or sufficiency of any of such information or data, we did not rely on such information or data until we had satisfactorily resolved our questions relating thereto or had independently verified such information or data.

Please be advised that, based upon the foregoing, in our opinion the above-described estimates of Entity's proved reserves and other Reserves Information are, in the aggregate, reasonable within the established audit tolerance guidelines of (+ or -) [ ]% and have been prepared in accordance with generally accepted petroleum engineering and evaluation principles as set forth in the Standards Pertaining to the Estimating and Auditing of Oil and Gas Reserves Information promulgated by the Society of Petroleum Engineers.

(Insert, where appropriate and to the extent warranted by the Reserves Auditor's examination, whether the Reserves Information is in conformity with specified governmental regulations.)

(Optional: This letter is solely for the information of Entity and for the information and assistance of its independent public accountants in connection with their review of, and report upon, the financial statements of Entity. This letter should not be used, circulated, or quoted for any other purpose without the express written consent of the undersigned or except as required by law.)

Very truly yours,

RESERVES AUDITOR

By \_\_\_\_\_